

# Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica

# **Informe de Avance:**

# **Propuesta Conceptual Final**

Versión 5 de Julio de 2019

Informe preparado por el Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería para el Ministerio de Energía



# **Tabla de Contenidos**

Resumen Ejecutivo	5
1. Introducción	9
2. Visión de Futuro de los Sistemas Eléctricos	10
3. Discusión del Diagnóstico de la Distribución en Chile	20
4. Revisión de Mercados de Referencia	23
4.1 Reino Unido	25
4.1.1 Institucionalidad, Estructura de Mercado, Agentes y Roles	25
4.1.1.1 Institucionalidad	26
4.1.1.2 Estructura de Mercado, Agentes y Roles	26
4.1.2 Esquema Regulatorio	28
4.1.2.1 Remuneración de Redes	31
4.1.2.2 Regulación de Tarifas	32
4.1.2.3 Comercialización	33
4.1.3. Mecanismos regulatorios para la expansión eficiente y aseguramiento de o servicio	calidad de 34
4.1.4. Consideraciones regulatorias para integración de generación distribuida tecnologías, y para la libre competencia.	y nuevas 35
4.1.4.1 Generación Distribuida y Nuevas Tecnologías	35
4.1.4.2 Libre competencia	37
4.2 Australia	38
4.2.1 Institucionalidad, Estructura de Mercado, Agentes y Roles	38
4.2.1.1 Institucionalidad	39
4.2.1.2 Estructura de Mercado, Agentes y Roles	39
4.2.2 Esquema Regulatorio	40
4.2.2.1 Remuneración de Redes	42
4.2.2.2 Regulación de Tarifas	43
4.2.2.3 Comercialización	43
4.2.3 Mecanismos regulatorios para la expansión eficiente y aseguramiento de o servicio	calidad de 44
4.2.4 Consideraciones regulatorias para integración de generación distribuida tecnologías, y para la libre competencia.	y nuevas 45
4.2.4.1 Generación Distribuida y Nuevas Tecnologías	45
4.2.4.2 Libre competencia	46
4.3 California	48
4.3.1 Institucionalidad, Estructura de Mercado, Agentes y Roles	48
4.3.1.1 Institucionalidad	49
4.3.1.2 Estructura de Mercado, Agentes y Roles	50
4.3.2 Esquema Regulatorio	51



4.3.2.1 Remuneración de Redes	52
4.3.2.2 Regulación de Tarifas	53
4.3.2.3 Comercialización	54
4.3.3. Mecanismos regulatorios para la expansión eficiente y aseguramiento de servicio	calidad de
4.3.4. Consideraciones regulatorias para integración de generación distribuida tecnologías, y para la libre competencia.	y nuevas 55
4.3.4.1 Generación Distribuida y Nuevas Tecnologías	55
4.3.4.2 Libre competencia	56
4.4 Discusión de Mercados de Referencia	58
4.4.1. Desregulación de la comercialización	61
4.4.1.1. Estados Unidos	61
4.4.1.2. Unión Europea	63
4.4.1.3. Conclusiones	65
4.5 Mercados de Referencia en el contexto Chileno	68
5. Propuesta Conceptual de Cambio Regulatorio	74
5.1 Principios de la Propuesta Conceptual	74
5.1.1 Principios Generales de Diseño Regulatorio	74
5.1.2 Lineamientos de Política Pública definidos por el MEN	74
5.2 Consideraciones Específicas de la Propuesta Conceptual	76
5.3 Diseño General de la Propuesta de Cambio Regulatorio	78
5.4 Definición de la Distribución	82
5.4.1 Contexto Actual	82
5.4.2 Discusión de Antecedentes	82
5.4.3 Propuesta de Modificación Regulatoria	83
5.5 Regulación de Nuevos Actores en Distribución	87
5.5.1 Contexto Actual	87
5.5.2 Discusión Antecedentes	91
5.5.3 Propuesta de Modificación Regulatoria	95
5.6 Valorización y Remuneración de la Distribución	101
5.6.1 Contexto Actual	101
5.6.2 Discusión Antecedentes	103
5.6.3 Propuesta de Modificación Regulatoria	108
5.7 Definición y Cálculo de Tarifas	113
5.7.1 Contexto Actual	113
5.7.2 Discusión Antecedentes	119
5.7.3 Propuesta de Modificación Regulatoria	121
5.8 Sanciones y Compensaciones	125
5.8.1 Contexto Actual	125
5.8.2 Discusión Antecedentes	126
5.8.3 Propuesta de Modificación Regulatoria	128

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final Página 3 de 169





5.9 Definición del Operador del Sistema de Distribución	132
5.9.1 Contexto Actual	132
5.9.2 Discusión de Antecedentes	133
5.9.3 Propuesta de Modificación Regulatoria	135
5.10 Planificación de la Red y Coordinación con Actores Interesados	147
5.10.1 Contexto Actual	147
5.10.2 Discusión de Antecedentes	149
5.10.3 Propuesta de Modificación Regulatoria	149
6. Conclusiones	152
Referencias	154
Anexos	169
Anexo 1	169



# **Resumen Ejecutivo**

En el presente informe se presenta una propuesta conceptual preliminar de cambio regulatorio para la distribución de energía eléctrica en Chile. El proceso de desarrollo de la propuesta conceptual está basado en un diagnóstico de la regulación actual elaborado por el Ministerio de Energía, una visión del futuro de la distribución elaborada por el equipo de trabajo del Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería con sustento en antecedentes académicos y tecnológicos, la revisión crítica de la regulación en tres mercados de referencia internacional, y múltiples otros documentos de apoyo que incluyen publicaciones científicas, reportes de organismos internacionales, y análisis de reconocidos expertos.

Como primer paso hacia la elaboración de la propuesta de cambio regulatorio, se debe establecer una visión de consenso del futuro de la distribución. En este contexto, la amplia evidencia científica, tecnológica, y de experiencia internacional soporta la visión de un futuro sistema de distribución de mucha mayor complejidad que el actual, con nuevos actores y roles que son parte de la solución eficiente de largo plazo. La visión de futuro considera una creciente integración de recursos energéticos distribuidos, incluyendo generación distribuida, sistemas de almacenamiento en distribución, electromovilidad, demanda gestionable, y las tecnologías habilitantes asociadas. Al mismo tiempo, se espera la implementación de nuevos modelos de negocio alineados con el potencial de los nuevos usuarios y los nuevos requerimientos de la red.

El diagnóstico de la regulación actual, elaborado por el Ministerio de Energía en Noviembre del 2018, identificó un conjunto de desafíos regulatorios para mejorar la eficiencia y calidad de servicio del sector, y proveer señales adecuadas para la integración de nuevas tecnologías y actores potencialmente beneficiosos para la sociedad. Entre los aspectos más relevantes del diagnóstico se encuentran: (i) barreras para la integración de generación distribuida y nuevos servicios relacionados; (ii) la necesidad de revisión del proceso de valorización y remuneración en función de los nuevos desafíos del sector; (iii) una revisión de la tasa de costo de capital del segmento en virtud de los riesgos del negocio y aquellos asociados a la valorización de activos; (iv) la modernización de la institucionalidad pública para acompañar los desafíos del sector, principalmente en lo que se refiere a las atribuciones y capacidades técnicas de organismos del Ministerio de Energía, la CNE, y la SEC; (v) la revisión de la estructura y opciones tarifarias en función de la estructura de costos del sector y los nuevos usuarios del sistema de distribución; (vi) la desigual calidad de servicio a lo largo del país; y (vii) una revisión de los procesos de gestión de la información para eliminar posibles barreras de entrada a nuevos actores.

La revisión de mercados de referencia incluyó las regulaciones de la distribución en Reino Unido, Australia y California. La selección de dichos mercados fue consensuada con el Ministerio de Energía en función de que presentan antecedentes valiosos y diversos para la discusión de modernización regulatoria en Chile. En particular, la regulación de la distribución en Reino Unido sufrió una modificación significativa el año 2015, y es actualmente considerada un referente en regulación en base a incentivos contra resultados; la regulación de Australia, si bien muy similar a la de Reino Unido en estructura, ofrece una diversidad de realidades entre sus estados, en particular en relación al proceso de desregulación de la comercialización; finalmente, y a pesar de la crisis que sufrió a comienzos de la década del 2000 producto de las fallas en su diseño de mercado, California se ha vuelto un referente internacional en materia de integración de generación distribuida y eficiencia energética. En línea con los hallazgos del documento de diagnóstico y los requerimientos de este estudio, la revisión de los mercados

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final Página 5 de 169



de referencia se estructuró en las siguientes dimensiones: (i) estructura de la institucionalidad regulatoria; (ii) conformación del mercado, productos y servicios, e incorporación de nuevos agentes; (iii) procesos de remuneración; (iv) diseño de tarifas; (v) actividad de comercialización; (vi) expansión eficiente, calidad y seguridad de suministro; (vii) integración de nuevas tecnologías de recursos distribuidos de energía; y (viii) materias de libre competencia relativos al segmento.

Por otra parte, la propuesta de cambio regulatorio para la distribución está estructurada en siete ejes temáticos:

- 1. Definición de la Distribución.
- 2. Regulación de Nuevos Actores y Roles.
- 3. Valorización y Remuneración de la Distribución.
- 4. Definición y Cálculo de Tarifas.
- 5. Sanciones y Compensaciones.
- 6. Definición del Operador del Sistema de Distribución.
- 7. Planificación de la Red y Coordinación con Actores Interesados.

El eje temático de Valorización y Remuneración de la Distribución aborda el diseño de la metodología utilizada para el cálculo de la remuneración permitida de la empresa distribuidora por sus actividades reguladas, siendo uno de los objetivos principales del esquema el procurar una remuneración que permita e incentive el desarrollo y operación eficiente, confiable y seguro del sistema. Cabe señalar en este punto que si bien en la regulación vigente los procesos de valorización y tarificación se encuentran acoplados a partir del establecimiento de un límite a las tarifas que pueden cobrar las empresas distribuidoras, la propuesta contempla la separación de los procesos a partir del uso de un límite a los ingresos permitidos de la empresa en el periodo de control de precios. Por otra parte, el eje temático de Sanciones y Compensaciones, como se discute más adelante, aborda la problemática de determinación de los niveles adecuados de sanciones y compensaciones a los que debe estar expuesta la empresa distribuidora de manera de compensar a los usuarios por los costos que le provocan las fallas de servicio, e inducir a la empresa a realizar las inversiones eficientes para cumplir con los estándares establecidos en la norma técnica.

El eje temático de Definición y Cálculo de Tarifas discute los principios de diseño que deben regir la definición y cálculo de tarifas. En particular, se discute la tensión que existe entre el principio de eficiencia económica y un esquema de tarifas con efecto redistributivo, a partir de las distorsiones que este último introduce en las decisiones de operación e inversión eficientes de los distintos usuarios del sistema.

Finalmente, para asegurar el desarrollo eficiente del sistema como un todo es necesario alinear y coordinar los intereses y expectativas de los distintos tomadores de decisiones. Esto último se traduce en la necesidad de contar con mecanismos de coordinación de la planificación y operación, cuya problemática y propuestas son abordadas en los ejes temáticos de Definición del Operador del Sistema de Distribución (eje 6), y Planificación de la Red y Coordinación con Actores Interesados (eje 7).

A modo de síntesis, a continuación se resumen las principales modificaciones propuestas en la presente propuesta conceptual de modificación regulatoria, para cada uno de los siete ejes temáticos.



### Definición de la Distribución

Se sugiere definir el segmento de distribución como el conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 33 kV (i.e., por sobre los actuales 23 kV), dentro de un área de concesión de distribución. Esto, debido a las eficiencias de producción y económicas producto del aumento del nivel de tensión nominal, y a su simplicidad de implementación, al no afectar la definición de sistemas de transmisión zonal existentes.

# Regulación de Nuevos Actores y Roles

- Diferenciar las actividades y remuneración asociadas a las actividades de comercialización de energía a clientes regulados, operación de la red de distribución, inversión y mantenimiento de redes, y lectura y comunicación de medidores; hoy de responsabilidad de las empresas distribuidoras.
- o Especificación del rol de comercializador de energía.
- Diseñar un proceso de transición gradual hacia la desregulación de la comercialización a un creciente número de consumidores.
- Especificación del rol de agregador de recursos distribuidos.
- o Especificación del rol de gestor de información de medidores inteligentes.

# • Valorización y Remuneración de la Distribución

- Implementar mecanismo de *final-offer arbitration* para sancionar VAD.
- Aumentar número de áreas típicas.
- Calcular tasa de retorno en función de los riesgos del negocio y la metodología de valorización.
- Obligatoriedad de reportar de manera continua los costos de inversión, operación y mantenimiento de las empresas para alimentar bases del siguiente estudio tarifario.
- Desacoplar remuneración de ventas de energía y potencia. Esto implica definir un límite a los ingresos y no a las tarifas.
- Introducir mecanismos de incentivos a objetivos de política pública (e.g., calidad de suministro) mediante bandas de incentivos/penalización.
- Revisión y modificación del mecanismo de valorización de activos regulados en función de los nuevos desafíos de la red a partir de las siguientes alternativas:
  - Empresa Modelo + Incentivos: empresa modelo actual más incentivos adicionales.
  - Empresa Modelo + Legado real: cambiar a un esquema de valorización de planes de negocio óptimo (empresa modelo) con legado real.

# • Definición y Cálculo de Tarifas

- Diseñar tarifas basadas en los principios de: eficiencia de asignación, eficiencia de producción, equidad, y política no discriminatoria.
- Asignar responsabilidad por cargos de red al suministrador (comercializador), el que puede estructurar distintas tarifas de suministro para el usuario final (e.g., cargo fijo, cargo por demanda máxima, cargo volumétrico diferenciado por tiempo de uso).



# • Sanciones y Compensaciones

- Aumentar límites anuales al monto de las compensaciones en consistencia con los cambios en transmisión.
- o En línea con lo anterior, aumentar el límite de sanciones a infracciones graves y leves.
- Mejorar consistencia entre compensaciones por interrupción y definiciones que se realizan en el estudio de costo de falla.

# • Definición del Operador del Sistema de Distribución

- Establecer a nivel regulatorio el conjunto de responsabilidades que debe cumplir el operador de red, incluyendo:
  - Preservar continuidad y seguridad de servicio.
  - Facilitar la operación económica que realiza el Coordinador.
  - Garantizar operación económica de las instalaciones en distribución.
  - Apoyar la toma de decisiones de usuarios actuales y futuros mediante provisión de información completa, precisa y oportuna.
- Definir qué usuarios estarán sujetos a coordinación en función de las necesidades de mantener la seguridad e integridad de las instalaciones.

# • Planificación de la Red y Coordinación con Actores Interesados

- Establecer instancias formales y periódicas de coordinación de la expansión con la transmisión y el regulador.
- Establecer procesos participativos para observar planes de desarrollo por parte de los distintos stakeholders involucrados.
- Instaurar mecanismos de incentivos en base a resultados para incorporar requerimientos de los stakeholders aprobados por el regulador.

El presente informe corresponde a un hito intermedio del *Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica,* correspondiente al informe de Propuesta Conceptual Final de Cambio Regulatorio de la Distribución. En los siguientes hitos del proyecto se desarrollará la propuesta de detalle de cambio regulatorio, además de aportar antecedentes, análisis, y comparaciones específicas que den soporte a las propuestas específicas necesarias.



# 1. Introducción

El presente Informe contiene la Propuesta Conceptual Final de modificación regulatoria de la distribución de energía eléctrica, presentada en el Hito 1 del proyecto por el equipo consultor del Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería, en su rol como soporte académico y experto junto al Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Considerando el nivel de cambios tecnológicos a nivel de distribución esperado para los próximos años, la diversidad de intereses y agentes involucrados (gobierno, empresas privadas, consumidores, desarrolladores de tecnologías, etc.), la multiplicidad de dimensiones y ámbitos involucrados (técnicos, sociales, económicos), las diferentes escalas de tiempo involucradas desde la operación a la planificación, entre muchas otras complejidades asociadas, es que el proceso de generación de una propuesta de modificación regulatoria enfrenta como gran desafío hacerse cargo de todas estas complejidades de manera efectiva. Para ello es primordial tener un marco de referencia a partir de una Propuesta Conceptual que permita categorizar los desafíos y necesidades, asignar énfasis sustentados en la opinión de especialistas y la experiencia internacional, y entregar a nivel conceptual una propuesta para la modernización del segmento de distribución, sin entrar aún en detalles de implementación.

En lo que sigue, la elaboración de la propuesta conceptual comienza en la Sección 2 con una visión general del futuro de los sistemas eléctricos, y en particular de los sistemas de distribución de energía. A continuación, en la Sección 3 se presenta una revisión crítica del diagnóstico de la distribución realizado en una etapa de estudio anterior. En la Sección 4, este análisis se complementa con la revisión de la experiencia internacional en tres mercados de referencia relevantes (Reino Unido, Australia y California), y se abordan las principales lecciones obtenidas, en vista del diagnóstico del sector para el caso Chileno. En la Sección 5 se presenta la propuesta conceptual de modificación regulatoria, que aborda los diferentes aspectos discutidos en el diagnóstico del sector. Finalmente, en la Sección 6 se presentan las conclusiones de la presente Propuesta Conceptual.

A partir de este Informe y la discusión, inquietudes y comentarios, levantados dentro del proceso participativo, a partir del Taller de Trabajo llevado a cabo el día martes 19 de Marzo de 2019 en las dependencias de la Pontificia Universidad Católica de Chile, se desarrollarán propuestas de detalles por área temática de cambio regulatorio, además de aportar antecedentes, análisis, y comparaciones específicas que den soporte a las propuesta específicas. Con todo esto, se espera la realización de un nuevo Taller de Trabajo participativo en que apoye y coordine la discusión sobre una Propuesta Preliminar de modificación regulatoria entre la autoridad, la ciudadanía y los diferentes actores del sector.



# 2. Visión de Futuro de los Sistemas Eléctricos

Los sistemas eléctricos son sistemas complejos que constituyen las máquinas más grandes construidas por la humanidad. El aseguramiento de un suministro confiable, seguro y eficiente requiere la interacción efectiva de un sistema con múltiples elementos y participantes con distintas restricciones e intereses, el cumplimiento de restricciones operacionales propias de los sistemas físicos involucrados en múltiples escalas de tiempo, el diseño y desarrollo de esquemas de compensación económica que genere incentivos apropiados a los distintos agentes involucrados, y la interacción con otras infraestructuras complejas que forman parte del funcionamiento de las sociedades modernas. Adicionalmente, dada la importancia de la electricidad en el funcionamiento de la sociedad y el impacto de algunos proyectos eléctricos existe una necesidad cada vez más imperiosa de participación de la ciudadanía en la toma de decisiones asociadas a estos sistemas.

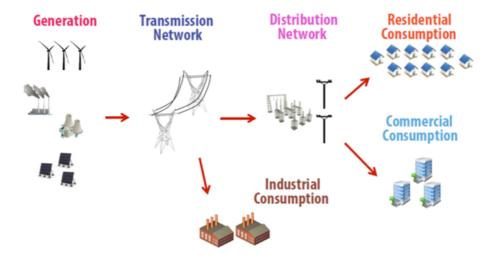


Figura 2.1. Sistemas eléctricos tradicionales.

Los sistemas eléctricos se han caracterizado tradicionalmente por tener una estructura y organización de operación jerárquica con niveles y roles bastante diferenciados: generación, transmisión, distribución y consumo (Glover, 2015), lo que se representa esquemáticamente en la Figura 2.1. La generación caracterizada principalmente por unidades de naturaleza térmica y en el caso chileno también hidráulica, usualmente de gran escala; sistemas de transmisión en corriente alterna transportando energía grandes distancias desde los centros de generación a consumo; sistemas de distribución de naturaleza radial diseñados para entregar la energía a los consumidores finales, y un segmento de consumidores de diversa naturaleza (residenciales, comerciales, industriales) con un rol principalmente pasivo. En los sistemas de potencia convencionales la energía fluye, en general, en una sola dirección desde los centros de generación hasta los consumidores, lo que impacta directamente los procesos de planificación, operación, y mantención de las redes eléctricas.

Página 10 de 169 www. isci.cl



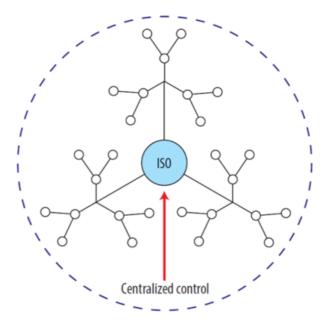


Figura 2.2. Operación centralizada de los sistemas de potencia.

La operación de los sistemas de potencia convencionales es altamente centralizada donde, como se ilustra en la Figura 2.2, un operador de sistema es responsable de la operación y coordinación del sistema asegurando niveles adecuados de confiabilidad y seguridad de suministro. Adicionalmente en diversos sistemas eléctricos se han implementado desde hace algunas décadas mercados eléctricos con el fin de abrir a la competencia algunos segmentos de los sistemas eléctricos. Generalmente los mercados eléctricos se encuentran implementados en el sector de generación a través de mercados mayoristas de energía eléctrica. Por otra parte, las labores de transporte de energía tanto a nivel de distribución son consideradas un monopolio natural, debido a sus marcadas economías de escala y de ámbito, por lo que son desarrolladas por empresas únicas bajo estricta regulación. La comercialización de energía en general sigue siendo considerado una actividad regulada pero ya hay diversos sistemas que han abierto este segmento hacia mercados competitivos a través de la implementación de la figura del *comercializador*.

Es importante mencionar que el desarrollo e implementación de mercados eléctricos ha sido particularmente desafiante (Bushnell et al., 2004), debido al fuerte acoplamiento de éstos con la complejidad física inherente a los procesos de generación, transmisión y distribución de electricidad (Kirschen & Strbac, 2004). Por lo anterior, los diseños de mercado se han complejizado progresivamente desde diseños primariamente para energía hasta la consideración, por ejemplo, de mercados de largo plazo para incentivar niveles adecuados de suficiencia de capacidad instalada (Crampton et al., 2013, Crampton & Stoft, 2008), mercados de servicios complementarios valorizando servicios adicionales necesarios para la operación de los sistemas eléctricos (Rebours et al., 2007), instrumentos financieros para la gestión del riesgo (Alvarez & Bitar 2017), subastas de largo plazo (Moreno et al., 2010), y mercados intradiarios o en tiempo real (Herrero et al., 2018). Un hecho crucial en todas estas realizaciones de mercados eléctricos es el fuerte acople en los sistemas físicos y de mercado, lo cual es particularmente relevante en mercados de corto plazo (Wang et al., 2012).



Sin embargo, durante los últimos años se han empezado a vivir y vislumbrar fuertes cambios en los sistemas eléctricos (Taylor et al., 2016). Dichos cambios se han visto impulsados por la necesidad de transformar los sistemas energéticos y eléctricos en sistemas sustentables con alta penetración de energías renovables motivado por los impactos del cambio climático, entre otros impactos ambientales. Adicionalmente, los cambios se están potenciando por el desarrollo de nuevas tecnologías tanto de generación distribuida como de información y comunicaciones que impactarán la forma de organizar los sistemas eléctricos, los servicios energéticos asociados, los agentes involucrados y la forma de interacción entre ellos (Aghaei, J., & Alizadeh 2013, Palensky & Dietrich 2011, Siano 2014). Una ilustración de estos cambios se puede apreciar en la Figura 2.3, donde la estructura tradicional de los sistemas eléctricos se ve modificada por la inclusión de elementos de energía distribuidos, vehículos eléctricos, nuevas tecnologías de generación, y flujos eléctricos bidireccionales.

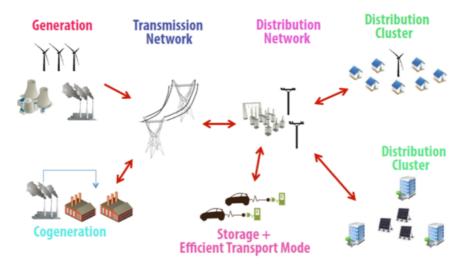


Figura 2.3. Sistemas eléctricos modernos.

La necesidad de una transición hacia sistemas energéticos sustentables requiere la integración de grandes volúmenes de energía renovable que permitan descarbonizar las matrices de generación. Esto ha motivado un acelerado desarrollo a nivel mundial de las energías renovables variables como la eólica y la solar fotovoltaica, que tienen como principales características costos casi nulos de operación, tiempos reducidos de instalación de proyectos, modularidad que disminuye el riesgo de inversionistas, pero también una variabilidad e incertidumbre inherentes que generan desafíos en la operación y planificación de los sistemas eléctricos y sus mercados asociados (Negrete-Pincetic et al., 2017).

En este contexto, la flexibilidad del sistema eléctrico, definida como la capacidad de adaptarse a cambios en la generación o demanda (Holttinen et al., 2013) se hace particularmente relevante. Frente a una alta presencia de energía eólica y solar, mantener el equilibrio de potencia instantáneo entre generación y demanda del sistema se vuelve una tarea mucho más desafiante. Lo anterior producto de la volatilidad en la velocidad del viento y la irradiación solar, que derivan en una alta variabilidad en la disponibilidad de energía que proveen estas fuentes. Esta situación hace que cualquier componente flexible del sistema que permita compensar los cambios de generación renovable variable en el sistema se vuelva un recurso crítico (Maluenda et al., 2018) (Mena et al., 2019). Luego, en un sistema eléctrico con generación convencional y generación renovable, operando de forma tradicional, la exigencia sobre la generación convencional flexible para adaptarse a los cambios de la generación renovable se hace crítica para una



apropiada operación del sistema eléctrico. Ejemplos de las necesidades de flexibilidad para el sistema Chileno se pueden observar en la Figura 2.4., donde se presentan simulaciones diarias de la operación del sistema eléctrico en el año 2034. La figura muestra cómo las tecnologías de generación flexible tienen que adaptar su producción eléctrica a través del día para compensar las fluctuaciones de la generación eólica y solar.

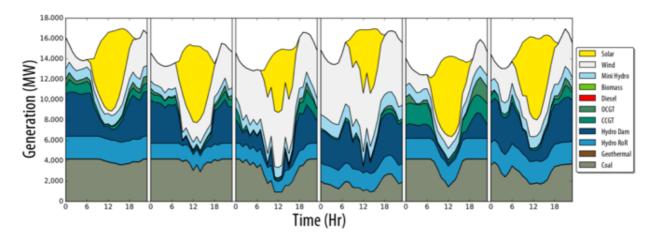


Figura 2.4. Simulación de la operación del sistema eléctrico Chileno en el año 2034.

Además de los desarrollos en energías renovables, en la dimensión tecnológica uno de los principales avances surge del desarrollo de elementos distribuidos de energía definidos como elementos proveedores de servicios eléctricos a nivel del sistema de distribución (MIT, 2016). Elementos distribuidos de energía incluyen, entre otros, la generación distribuida, la respuesta de demanda, almacenamiento distribuido, microturbinas, microcogeneración, y cargas flexibles coordinadas. Estos elementos, al estar ubicados en el sistema de distribución, tendrán un impacto relevante en la estructura general de los sistemas eléctricos. La integración de estos elementos permitirá una potencial transición desde los sistemas altamente jerárquicos de la actualidad hacia sistemas con una mayor descentralización en su operación, con flujos de energía bidireccionales, roles de consumidor y productor cambiando de manera dinámica, y donde estos elementos distribuidos agregados de manera efectiva puedan entregar servicios para la operación de los sistemas eléctricos (Wenzel et al., 2018).

Diversos estudios muestran que obtener la flexibilidad necesaria solamente desde la generación convencional es económicamente razonable solamente para penetraciones bajas de energías renovables variables (CAISO, 2010). Para penetraciones sobre 30% utilizar exclusivamente la generación convencional se hace económicamente poco conveniente, pues en dicho caso se tendría que contar con unidades de respaldo con poco uso efectivo, y además, los beneficios ambientales de la infraestructura sustentable también se ven afectados pues estas unidades de respaldo podrían ser altamente contaminantes. Es en este contexto donde se hace necesario que no sólo componentes tradicionales como la generación convencional entreguen la flexibilidad necesaria para sistemas con alta penetración de energías renovables variables. De hecho, la demanda misma puede proveer una abundante flexibilidad al sistema con una participación en respuesta a las condiciones de la red, que es lo que se conoce como respuesta de demanda (Rahimi & Ipakchi, 2010). Por lo tanto, la respuesta de demanda puede convertirse en un mecanismo eficiente para compensar las fluctuaciones en la disponibilidad de energías renovables variables (Negrete-Pincetic et al., 2018). El uso de la demanda como un recurso es



uno de los grandes cambios de paradigma de los sistemas eléctricos del futuro. La necesidad también de hacer más sustentables nuestros sistemas energéticos está impulsando la electrificación, asumiendo un sistema eléctrico sustentable, de otros procesos intensivos en el uso de energía como el transporte mediante el desarrollo de la electromovilidad.

Los importantes cambios tecnológicos a nivel de redes de distribución tienen como consecuencia la creación de condiciones para el surgimiento de nuevos actores como, por ejemplo, agregadores de demanda (Henríquez et al., 2018) interactuando con el operador del sistema y consumidores como puede se apreciar en la Figura 2.5, agregadores de vehículos eléctricos (Wenzel et al., 2018), comercializadores (Joskow & Tirole, 2006), empresas de servicios energéticos (Hannon & Bolton 2015), y nuevas formas de organizar el intercambio de electricidad de manera local a través del desarrollo de microrredes (Olivares et al., 2014) y mercados locales (Mengelkamp et al., 2018).

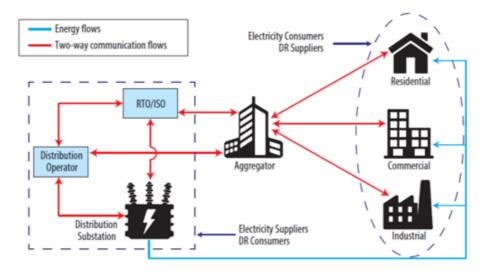


Figura 2.5. Esquema de operación de un agregador de demanda.

La integración de nuevas tecnologías y actores en los sistemas de distribución, particularmente recursos energéticos distribuidos de diversa naturaleza, resultará en un sistema de distribución con niveles de complejidad mucho más elevados que los actuales (Bell & Gill, 2018). El aprovechamiento de estos recursos de manera eficiente, asegurando una confiabilidad y calidad de servicio adecuadas, requerirá la coordinación efectiva de múltiples tecnologías y actores. De particular relevancia es contar con un sistema con roles e interacciones bien definidos de manera de minimizar potenciales conflictos de interés y posiciones dominantes entre los diversos agentes involucrados, algo particularmente relevante en el segmento de distribución. Lograr lo anterior requiere tanto de tecnología como regulación:

- 1) Integración de nuevas tecnologías habilitantes de información y comunicaciones.
- 2) Actualización de arquitecturas, modelos, y herramientas de operación y expansión.
- 3) Diseño e implementación de marcos regulatorios apropiados para el nuevo paradigma tecnológico.

En la dimensión tecnológica la masificación y desarrollo de tecnologías de información y comunicaciones permite la realización de la idea de una red inteligente o *smart grid* que puede ser definida como un



sistema eléctrico con alta presencia y uso de tecnologías de información y comunicación (Gallegos, 2016) con flujos bidireccionales de electricidad e información como se puede apreciar en la Figura 2.6. Estas tecnologías de información y comunicaciones son **habilitantes** para lograr la coordinación y control de un sistema eléctrico con alta penetración de energías renovables, elementos distribuidos, nuevos agentes y roles, y nuevas estructuras de mercado (Bell & Gill, 2018).

# markets and operation generation transmission distribution costumers BIDIRECTIONAL FLOW OF ELECTRICIY AND INFORMATION COMMUNICATIONS INFRASTRUCTURE

Figura 2.6. Bidireccionalidad de los flujos de electricidad e información en una red inteligente.

También en la dimensión tecnológica, los sistemas eléctricos del futuro deberán reconsiderar la arquitectura de organización, por ejemplo, evaluando los niveles de centralización de la operación moviéndose hacia sistemas más descentralizados como se esquematiza en la Figura 2.7. Similarmente, se requerirá el desarrollo de nuevos modelos y herramientas para la operación y expansión. En un sistema con más actores, participantes, y posibles estados operacionales, las herramientas de modelación y operación que permitan manejar las distintas fuentes de incertidumbre, restricciones operacionales, y otras complejidades del sistema requerirán la actualización y el desarrollo de nuevos modelos considerando, por ejemplo, los últimos avances en investigación de operaciones y aprendizaje de máquinas (o *machine learning*) que permitan manejar modelos de gran escala con incertidumbre caracterizada de diversas maneras (Lorca et al., 2016, Lorca & Sun 2017), decisión y control que permita la toma de decisiones en ambientes complejos (Negrete-Pincetic & Meyn 2010, Arnold et al., 2016), herramientas sofisticadas para el manejo de gran cantidad de datos (Zhou, 2016), y consideraciones de seguridad cibernética que aseguren una operación segura y confiable (Giani et al., 2013).

Página 15 de 169 www. isci.cl



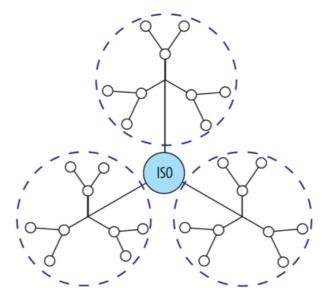


Figura 2.7. Esquema descentralizado de operación de un sistema eléctrico.

La tecnología debe complementarse con una nueva regulación alineada con este nuevo paradigma tecnológico. Donde se diseñen nuevas estructuras de mercados para los segmentos potencialmente competitivos y una regulación apropiada para aquellos segmentos regulados. Una regulación que debe tener como elemento de diseño central ser flexible permitiendo su adaptación a la gran cantidad de cambios esperados en las redes de distribución eléctrica.

La naturaleza de los cambios anteriores, que tienen como componente crucial a los elementos de energía distribuidos, impactarán profundamente el segmento de distribución eléctrica, lo que conlleva a la necesidad de re-diseñar el funcionamiento de este segmento con especial consideración por sus diversas dimensiones, incluyendo al menos consideración por los siguientes aspectos:

- Arquitectura de redes. Este aspecto tiene relación con la estructura de red de los sistemas de
  distribución (por ejemplo redes radiales versus redes enmalladas), incluyendo la direccionalidad
  de la electricidad y la información, y con la presencia y localización de los distintos componentes
  que estos sistemas contienen (transformadores, consumos, generación distribuida, etc.)
  (Boroyevich et al., 2010), (Cohen et al., 2016), (Taft & Becker-Dippman, 2015).
- Agentes y roles. Este aspecto hace referencia a la definición de los distintos agentes que participan del segmento y con sus respectivas atribuciones e interrelaciones. Por ejemplo, en el futuro podría considerarse las figuras de comercializador, agregador de elementos distribuidos (por ejemplo, de vehículos eléctricos, entre otros), prosumidor¹, y otros posibles agentes, además de la distribuidora, la cual podría pasar a tener un rol distinto al tradicional (Borenstein, 2017), (Burger et al., 2017) (CEER, 2015a), (Fares & Webber, 2017), (Friedrichsen, 2015), (Horowitz & Lave, 2014).

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final Página 16 de 169

www. isci.cl

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Un prosumidor es un consumidor que no solo consume, sino que también genera energía. Disponible en: <a href="https://www.energy.gov/eere/articles/consumer-vs-prosumer-whats-difference">https://www.energy.gov/eere/articles/consumer-vs-prosumer-whats-difference</a>



- Planificación. El correcto desempeño de las redes de distribución requiere un factor importante de planificación de la expansión de dichas redes. En la medida en que dichas redes se vuelvan más complejas debido a la presencia de elementos distribuidos de distintas naturalezas, la planificación también se vuelve más compleja y relevante. A modo de ejemplo, con la disminución en los costos de las baterías y los paneles solares, una pregunta compleja que aparece en planificación es si se deberían utilizar dichos recursos para evitar ciertas inversiones en cables (Georgilakis & Hatziargyriou, 2015), (Muñoz-Delgado et al., 2015), (Sedghi et al., 2016), (Vaishnav et al., 2017).
- Operación. Este aspecto tiene relación con el manejo de las redes de distribución en el día a día. En la medida que ingresen elementos distribuidos a las redes de distribución, emergen decisiones operacionales que requieren ser optimizadas para el correcto funcionamiento de las redes, por ejemplo con el propósito de reducir las pérdidas de energía. Además, la operación adecuada de la red es crucial en situaciones en que la red sufre algún tipo de daño por factores climáticos u otros, para mantener una calidad de suministro apropiada (Caramanis et al., 2016), (Cossent & Gómez, 2013), (Fernandez et al., 2011), (Joskow & Tirole, 2007), (Muratori, 2018).
- Regulación. En un contexto de presencia de nuevas tecnologías en las redes de distribución, se vuelve muy importante que la interacción entre los distintos agentes definidos sea regulada de forma apropiada. Por ejemplo, este aspecto determina las tarifas para los clientes y la forma en que se compensará a las empresas distribuidoras (Borenstein, 2016), (Burger et al., 2019), (Convery et al., 2017), (Jenkins & Pérez-Arriaga, 2017), (Lowry & Woolf, 2016), (Ruester et al., 2014).
- Productos y mercados. Este aspecto determina qué es lo que se transa en las redes de distribución y de qué forma. Por ejemplo, una adecuada definición de productos y mercados es clave para explotar los beneficios de las capacidades de respuesta de demanda, que podrían resultar en que la demanda misma entregue flexibilidad al sistema eléctrico para compensar las fluctuaciones de las energías renovables variables (Corneli and Kihm, 2015) (Hogan, 2013), (Pérez-Arriaga et al., 2017).
- Manejo de información y ciberseguridad. Un aspecto muy relevante en las redes eléctricas del futuro tiene que ver con cómo se administrará la gran cantidad de datos asociados a medidores inteligentes, sensores, etc., considerando tanto propiedad, como visibilidad y uso apropiado de dicha información (Bou-Harb et al., 2013), (CEER, 2015b), (Wang & Lu, 2013), (Yan et al., 2012).

De particular relevancia es lograr una definición de agentes y diferenciación adecuada de sus roles: propiedad y mantenimiento de redes, operación del sistema de distribución, comercialización, y gestión de la información, los que históricamente han estado mayoritariamente bajo la responsabilidad de la empresa distribuidora. Una vez definidos los agentes y roles se hace necesario definir sus esquemas de interacción. Los actores, roles e interacciones debiesen adaptarse en función del nivel de penetración de recursos distribuidos de energía. En este contexto, De Martini y Kristov (De Martini & Kristov, 2015) describen de manera conceptual tres niveles en la evolución de los sistemas de distribución diferenciados por el nivel de integración de elementos de energía distribuidos (o *distributed energy resources*).

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final Página 17 de 169



De Martini y Kristov consideran una primera etapa de modernización de la red donde el nivel de integración de elementos distribuidos es bajo y puede acomodarse sin grandes cambios a la infraestructura y operación de los sistemas de distribución. El sistema chileno, según los niveles de integración de elementos distribuidos en la actualidad, se encontraría en esta primera etapa. En particular, el país cuenta con más de 4.000 instalaciones de generación distribuida residencial sujetas a netbilling, lo que representa una capacidad de más de 24 MW (CNE, 2019). La capacidad de generación distribuida es pequeña en comparación con la capacidad instalada de generación en el país (mayor a 23.000 MW), sin embargo, la adopción de generación distribuida está creciendo rápidamente y se espera una adopción mucho mayor en el futuro, lo cual podría llevar al sistema nacional a pasar rápidamente a una segunda etapa de integración de elementos distribuidos.

Los autores consideran una segunda etapa donde el número de elementos distribuidos alcanza un valor relevante que requiere cambios funcionales en la operación de la distribución. En este nivel de integración los elementos distribuidos ya pueden entregar servicios a nivel sistémico lo que hace relevante la interacción de los sistemas de distribución con el sistema de transmisión. Adicionalmente, este nivel de penetración ya genera desafíos operacionales como flujos bidireccionales relevantes lo que requiere esquemas de operación y control más avanzados. En Estados Unidos los estados de California y Hawai se encuentran en esta etapa de desarrollo.

Finalmente, los autores definen una tercera etapa donde el nivel de integración de elementos distribuidos es tal que se hace factible el surgimiento de estructuras de mercado locales, a nivel de distribución, que habilitan múltiples tipos de transacciones, incluyendo transacciones locales entre prosumidores. Para cada una de estas etapas se hace necesario evaluar las atribuciones y responsabilidades de los distintos agentes, en particular la del operador de la red de distribución (Ruester et al., 2014, Anaya & Pollitt, 2017). Un tema relevante pero que todavía está a un nivel de discusión conceptual es la necesidad o no de definir e implementar la figura del operador independiente de la red de distribución, el cual podría requerirse en el futuro para asegurar la transparencia y trato no discriminatorio para integraciones particularmente altas de nuevas tecnologías, agentes y modelos de negocios.

En resumen, los sistemas eléctricos a nivel mundial están en un período de grandes cambios. En particular, dada la naturaleza de estos cambios, es en el sistema de distribución donde se espera que dichos cambios tengan mayor impacto. El principal impulsor de dichos cambios es la esperada integración de una gran cantidad de elementos de energía distribuidos. El aprovechamiento efectivo de estos recursos tiene como gran desafío lograr la coordinación efectiva de los nuevos agentes del sistema. Lo anterior requiere una actualización no solo de la definición de los agentes involucrados y sus roles, sino que también de los esquemas de interacción materializados a través de intercambios de información, definición de incentivos a través del diseño de mercados para aquellos segmentos competitivos, y de una regulación adecuada en los segmentos regulados. La integración de nuevas tecnologías habilitantes y el diseño de una regulación adecuada para este nuevo paradigma tecnológico estan en el centro de los desafíos para los sistemas de distribución del futuro. Esta propuesta conceptual aborda precisamente estos desafíos: desde la definición del sistema de distribución, incluyendo a sus agentes roles, así como los esquemas de interacción reflejados en el diseño de valorización, compensación, tarifas y multas. Propuestas sustentadas en la exhaustiva revisión de mercados de

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

Página 18 de 169 www. isci.cl





referencia internacionales, y de literatura científica/técnica especializada, y en el trabajo de un equipo de académicos y profesionales multidisciplinario.



# 3. Discusión del Diagnóstico de la Distribución en Chile

En el documento titulado *Diagnóstico para una nueva regulación de la distribución eléctrica en Chile*, elaborado por el Ministerio de Energía en Noviembre del 2018, se identifica un conjunto de desafíos regulatorios para mejorar la eficiencia y calidad de servicio del sector, y proveer señales adecuadas para la integración de nuevas tecnologías y actores potencialmente beneficiosos para la sociedad. El diagnóstico definió los siguientes objetivos:

- Definir y caracterizar los distintos roles y funciones que se deben cumplir para entregar un servicio de distribución de calidad.
- Identificar diversas barreras de entrada para la integración de nuevos modelos de negocio y servicios energéticos asociados al segmento de distribución.
- Identificar falencias del actual esquema regulatorio desde el punto de vista tarifario, buscando situaciones que generen problemas en la asignación de costos y beneficios.
- Exponer las áreas temáticas que se han considerado para el desarrollo de la propuesta para la modernización de la regulación del segmento de distribución.
- Establecer los objetivos de política pública que deberán resguardarse durante el desarrollo de la propuesta para la modernización de la regulación del segmento de distribución.

Un desafío relevante corresponde a la aparición de nuevas tecnologías/conceptos a nivel de distribución, tales como generación distribuida, electromovilidad, microrredes urbanas, o prosumidores, las que requieren de nuevas inversiones en la red con el objetivo de explotar su potencialidad. Al mismo tiempo, dichas tecnologías tienen el potencial de mejorar la eficiencia de las redes con medidas operacionales, las que en la actualidad no son reconocidas o incentivadas por los procesos de valorización de activos y cálculo del valor agregado de distribución. Es importante reconocer que los beneficios y conveniencia de dichas tecnologías no pueden ser generalizados a todas las redes de distribución, ya que estos serán fuertemente dependientes de la topología de la red, de su nivel de carga, y su ubicación geográfica; en este contexto, el concepto de áreas típicas se vuelve más complejo de aplicar de forma efectiva.

El limitado acceso a información sobre las redes y su funcionamiento constituye una barrera a la aparición de nuevos modelos de negocio capaces de generar valor en el sistema, con importantes beneficios en términos de eficiencia de las redes y costos a usuarios finales. En particular, la creciente aparición en el futuro de cargas controlables a nivel de distribución (e.g., electrodomésticos inteligentes, electromovilidad, calefacción eléctrica y aire acondicionado), sumado a un monitoreo continuo de los consumos a través de medidores inteligentes, podría permitir la participación de consumidores en la provisión de servicios a la red (e.g., regulación de frecuencia), e incluso la flexibilización de contratos de abastecimiento. Lo anterior requiere también una revisión de la condición de monopolio regulado de los distintos servicios asociados al segmento distribución, y del desarrollo de un mercado de Servicios Complementario en dicho segmento.

Página 20 de 169



Otro desafío identificado corresponde a contar con una estructura tarifaria que no refleja de forma precisa la estructura de costos del servicio. Si bien los costos del sector incluyen importantes costos fijos, la estructura tarifaria tiene una componente predominante que es variable con el consumo de energía. Por otro lado, una estructura tarifaria que tenga una mayor componente fija podría resultar en un costo más elevado para usuarios con menor consumo eléctrico, lo que puede ser indeseable desde un punto de vista de social; luego, la nueva regulación debe considerar adecuadamente el compromiso que existe entre estos factores.

Otros aspectos de gran importancia a ser abordados por la propuesta de nueva regulación incluyen: (i) la integración de generación distribuida y nuevos servicios relacionados; (ii) la revisión del proceso de valorización y remuneración en función de los nuevos desafíos del sector; (iii) una revisión de la tasa de costo de capital del segmento en virtud de los riesgos del negocio y aquellos asociados a la valorización de activos; (iv) la modernización de la institucionalidad pública para acompañar los desafíos del sector, principalmente en lo que se refiere a las atribuciones y capacidades técnicas de organismos del Ministerio de Energía, la CNE, y la SEC; (v) la revisión de la estructura y opciones tarifarias en función de la estructura de costos del sector y los nuevos usuarios del sistema de distribución; (vi) la desigual calidad de servicio a lo largo del país; y (vii) una revisión de los procesos de gestión de la información para eliminar posibles barreras de entrada a nuevos actores.

En discusiones sostenidas con el equipo de trabajo extendido del proyecto, que cuenta con representantes del Ministerio de Energía, la CNE, y la SEC, se han identificado los siguientes desafíos como aspectos fundamentales a revisar en relación con la regulación actual de la distribución eléctrica en Chile:

- Existe la necesidad de perfeccionar la definición y funcionalidades del coordinador/operador de la red de distribución considerando una red de distribución más compleja (con más agentes o usuarios).
- Es necesario generar una regulación proactiva y flexible, con el fin de resolver problemas incipientes, y que tienen el potencial de agravarse en el futuro.
- Es necesario revisar los agentes, funciones y roles en la distribución de manera de mejorar la eficiencia del sistema en vista de los desarrollos futuros esperados para el sector, y a partir del fomento de mercados competitivos donde existan condiciones de competencia.
- La regulación debe enfrentar los cambios tecnológicos del sector distribución, con un énfasis particular en el usuario y en la seguridad y calidad del suministro. En particular, es importante siempre tener en mente que los cambios regulatorios deben ayudar a minimizar los costos para el cliente final.
- Se debe incentivar la creación de mercados competitivos donde existan condiciones para su implementación, y fortalecer el monitoreo y fiscalización de las instituciones fiscalizadoras correspondientes.
- Se identifica la necesidad de clasificar los tipos de desafíos identificados, analizando si su tratamiento será abordado mediante un cambio estructural en la ley o mediante una modificación no estructural.

La Tabla 3.1 muestra los tipos de cambios que podrían implicar un cambio estructural y aquellos que no son estructurales en base a los aspectos críticos, importantes y deseables del diagnóstico.



Tabla 3.1. Niveles de Tipos de Cambio que se podrían presentar en base al diagnóstico.

Tipo de Elementos	Tipo de Cambio
Estructurales	<ul> <li>Definición de sistemas de distribución.</li> <li>Usuarios y clientes de la empresa distribuidora.</li> <li>Funciones de la empresa distribuidora.</li> <li>Servicios de la empresa distribuidora.</li> <li>Valorización y remuneración de la empresa distribuidora.</li> <li>Determinación de tarifas para todos los usuarios de la red.</li> <li>Sistema de multas y compensaciones.</li> <li>Funciones / recursos / procesos SEC.</li> <li>Tratamiento de información (propietario, quién tiene acceso, condiciones).</li> <li>Precio estabilizado.</li> <li>Licitaciones de suministro a clientes regulados.</li> <li>Inclusión de objetivos de política pública en la expansión y tarificación de la red.</li> </ul>
No estructurales	<ul> <li>Mejorar visibilidad sobre brechas en cumplimiento de NT.</li> <li>Uso de sistemas de gestión de notificaciones, sanciones y compensaciones.</li> <li>Cambios de requerimientos mediante modificaciones de norma técnica.</li> <li>Mejora de gestión regulatoria (de procesos) y visibilidad adecuada a desafíos que enfrentan nuevos usuarios.</li> <li>Modificación de prácticas históricas en el proceso de definición de tarifas (de distribución) por parte de la autoridad.</li> <li>Modificación de prácticas históricas de definición de áreas típicas por parte de la autoridad.</li> <li>Modificación de prácticas históricas de definición de bordes del servicio de distribución y consideraciones de diseño de la empresa modelo.</li> <li>Mejorar "usabilidad" de tarifas reguladas, principalmente de clientes residenciales, a partir de sistemas de medición inteligente (en proceso de cambio).</li> </ul>

De lo anterior se observa que la distribución eléctrica cuenta con una multiplicidad de desafíos interrelacionados, motivados principalmente por los importantes cambios tecnológicos en desarrollo y la necesidad de cada vez mayores exigencias de calidad de servicio. En este contexto, las oportunidades de mejora deben ser aprovechadas por medio de soluciones que balanceen apropiadamente los distintos objetivos, con el usuario como preocupación central. En el diagnóstico de la distribución eléctrica realizado en el proceso llevado a cabo en 2016 y 2017 se realizó un importante levantamiento de necesidades y oportunidades para efectos de una nueva regulación del sector. Dicho diagnóstico representa un insumo fundamental para el desarrollo del presente proyecto.

Página 22 de 169 www. isci.cl



# 4. Revisión de Mercados de Referencia

En esta Sección se presenta la revisión de la experiencia internacional en tres mercados de referencia relevantes: Reino Unido, Australia y California. La selección de dichos mercados fue consensuada con el Ministerio de Energía en función de que presentan antecedentes valiosos y diversos para la discusión de modernización regulatoria en Chile. En particular, la regulación de la distribución en Reino Unido sufrió una modificación significativa el año 2015, y es actualmente considerada un referente en regulación en base a incentivos contra resultados; la regulación de Australia, si bien muy similar a la de Reino Unido en estructura, ofrece una diversidad de realidades entre sus estados, en particular en relación al proceso de desregulación de la comercialización; finalmente, y a pesar de la crisis que sufrió a comienzos de la década del 2000 producto de las fallas en su diseño de mercado, California se ha vuelto un referente internacional en materia de integración de generación distribuida y eficiencia energética. Con todo esto, en los mercados de Reino Unido y Australia la separación de las actividades de la empresa distribuidora convencional (redes y comercialización) es una realidad, mientras que California actualmente pasa por un proceso de revisión del nivel de apertura de la comercialización para clientes de las *utilities* reguladas (*Customer Choice*). Dentro de los temas analizados y énfasis específicos se encuentran los siguientes:

- Estructura de la institucionalidad regulatoria: Se revisarán las atribuciones y competencias de la institucionalidad regulatoria de los distintos países de referencia, y cómo éstas han sido modificadas en virtud de los desafíos futuros de la distribución.
- ii. Conformación del mercado, productos y servicios, e incorporación de nuevos agentes: Dado el nuevo paradigma tecnológico es relevante replantear el conjunto de actividades que serán monopolios regulados y cuáles se abrirán a la competencia, así como comprender la diversidad de actores, roles y actividades que los relacionarán.
- iii. **Procesos de remuneración:** Es importante conocer la experiencia de diferentes mecanismos de incentivo flexibles para alcanzar objetivos de política pública y adaptarlos a la visión de futuro de la distribución. Además, es relevante revisar la experiencia internacional en términos de instancias para la reducción de las asimetrías de información entre las empresas distribuidoras y los propios reguladores.
- iv. Diseño de tarifas: El principal desafío es la creación de tarifas que permitan adaptarse a la diversidad de tecnologías que se espera surjan en las redes de distribución, incluyendo generación distribuida, electromovilidad y almacenamiento. En este contexto, es relevante revisar los atributos reflejados en la estructura tarifaria, así como también la frecuencia con que dichas tarifas son actualizadas.
- v. Actividad de comercialización: Resulta importante comprender los mecanismos a través de los cuales se ha separado la actividad y servicio de comercialización, de aquellas de operación y mantención de las redes de distribución, dejando atrás el paradigma tradicional del monopolio regulado de este segmento.
- vi. **Expansión eficiente, calidad y seguridad de suministro:** Las tecnologías distribuidas de energía surgirán produciendo cambios importantes en los requerimientos de las redes de distribución,



con lo que se requerirá una forma de planificar las redes más dinámica, en respuesta a una mayor tasa de adopción de generación distribuida. Por otro lado, el impacto del cambio climático y desastres naturales pueden impactar la calidad y seguridad del suministro. Un énfasis relevante es la actualización tanto de las métricas asociadas a la confiabilidad como de los mecanismos utilizados para asegurar su cumplimiento e incentivar su mejora.

- vii. Integración de nuevas tecnologías de recursos distribuidos de energía: La integración de la generación distribuida y otros elementos de las redes de distribución del futuro como la electromovilidad, el almacenamiento, y las tecnologías de la información, surgirán produciendo cambios importantes en los requerimientos de la red de distribución, su operación y control. De esta forma, resulta relevante conocer diferentes experiencias exitosas en la promoción e integración de estas tecnologías, que permitirán la gestión eficiente de los recursos de energía de los agentes y usuarios de la red.
- viii. **Materias de libre competencia relativos al segmento:** En particular, en relación a los servicios que han sido separados del paradigma del monopolio regulado.



# 4.1 Reino Unido

# 4.1.1 Institucionalidad, Estructura de Mercado, Agentes y Roles

En el Reino Unido (o UK, por sus siglas en Inglés) se distinguen de forma clara los segmentos de generación, transmisión y distribución. Mientras que el mercado de la generación es liberalizado y permite la participación de generadores en mercado mayorista de energía basado en acuerdos bilaterales y auto-despacho a través de un operador independiente del sistema, los mercados de transmisión y distribución son de carácter regulado. Fundamentalmente térmica, la matriz de generación del Reino Unido contaba con una capacidad instalada de 81,3 GW al año 2017, un 1,7% de esta corresponde a energía de origen hídrico y un 30,74% a energías renovables variables, como la energía eólica y solar (ver Figura 4.1.), con una importante participación de offshore wind farms. El sistema de transporte de electricidad de UK cuenta con más de 820 mil km de largo y sirve a más de 29 millones de consumidores de electricidad (Energy Network Association, 2013), los cuales consumen un total de energía anual de cerca de 305.123 GWh (UK Power Networks Business Plan, 2014). En UK, el sistema eléctrico es operado a nivel de generación y transmisión por un único operador del sistema, conocido como el Electric System Operator (ESO), perteneciente al grupo National Grid<sup>2</sup>.

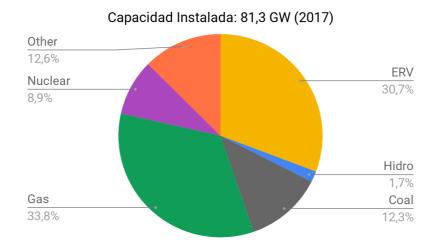


Figura 4.1. Composición de la matriz energética de UK.

En cuanto al segmento de distribución, la operación de las redes se lleva a cabo por 14 grandes *Distribution Network Operators* (DNOs) y 13 pequeños *Independent Distribution Network operators* (IDNOs), ambos regulados con el fin de evitar abusos de poder de mercado dada la naturaleza monopólica del servicio. Adicionalmente, la infraestructura de las redes es utilizada tanto para el transporte de electricidad como de las redes de comunicación, y proveen el servicio de alumbrado público a las autoridades locales (*Unmetered Service Level*, 2007). Por otro lado, la comercialización de energía se encuentra desregulada, ya que supone un nivel de competencia suficiente, con un total 69 *Energy Suppliers* (ES). En la misma línea, existe una *Data Communications Company* (DCC), instaurada como un monopolio natural, encargada de la comunicación de los medidores inteligentes que hacen posible el desarrollo competitivo del mercado de la comercialización. Finalmente, existen diferentes

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Disponible en: <a href="https://www.nationalgrid.com/">https://www.nationalgrid.com/</a>



*Independent Connection Providers* (ICPs), los cuales compiten por servicios de conexión de nuevos usuarios de red, además de la instalación de líneas y subestaciones para DNOs.

### 4.1.1.1 Institucionalidad

La autoridad responsable frente al parlamento del Reino Unido en materias de seguridad energética y sustentabilidad es el *Department of Business, Energy & Industrial Strategy* (BEIS), dentro de cuyas responsabilidades se cuentan la promoción de mercados competitivos, el aseguramiento de un sistema energético confiable, de bajo costo y limpio<sup>3</sup>, la definición de objetivos de política pública, y la conducción de la agenda legislativa del sector.

BEIS determina los miembros la de la autoridad encargada de la regulación de los mercados de gas y electricidad en UK, la *Gas and Electricity Markets Authority* (GEMA), la cual tiene por propósito el asegurar que todos los consumidores obtengan un buen servicio de suministro energético, favoreciendo soluciones de mercado donde estas son prácticas, incentivando la regulación de monopolios, y la innovación y cambios beneficiosos toda vez que se proteja a los consumidores<sup>4</sup>. GEMA opera a través de la *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem), cuyo rol consiste en proteger los intereses de los consumidores, promoviendo la competencia donde resulta apropiada. En su rol, Ofgem extiende a las compañías las licencias necesarias para llevar a cabo actividades reguladas en los sectores de gas y electricidad, determina los niveles de retorno que pueden obtener las compañías monopólicas de las redes, y analiza y define cambios sobre las reglas de los mercados<sup>5</sup>.

Además, BEIS define los miembros de la *Competition & Markets Authority* (CMA). Formada en 2014, la CMA busca la promoción de la competencia en beneficio de los consumidores, tanto dentro como fuera de Reino Unido, asegurando el buen funcionamiento de los mercados para los consumidores, los negocios y la economía<sup>6</sup>. En cuanto a su relación con los mercados de gas y electricidad, esta se pronuncia en temas de admisibilidad de las condiciones específicas de las licencias para participantes del mercado y lleva a cabo investigaciones cuando son requeridas por Ofgem.

# 4.1.1.2 Estructura de Mercado, Agentes y Roles

El sector eléctrico de Reino Unido se encuentra liberalizado y privatizado, donde la regulación tiene como objetivo generar condiciones de competencia adecuadas con bajas barreras de entrada (Hassan and Majumder, 2014). El proceso de liberalización comenzó con *Energy Act* 1983, la cual permitió la participación de agentes privados en el segmento de generación. Cambios regulatorios posteriores incluyeron la creación de un mercado mayorista de energía basado en acuerdos bilaterales y auto-despacho de unidades, un operador independiente del sistema, la apertura de la comercialización sin regulación de precios, segmentos de transmisión y distribución regulados, entre otros cambios regulatorios (Ofgem, 2016). Uno de los principales cambios regulatorios corresponde a la promulgación

6 Diana

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> BEIS reemplazó al *Department for Business, Innovation and Skills* (BIS) y al *Department of Energy and Climate Change* (DECC) en Julio de 2016. Disponible en:

https://www.gov.uk/government/organisations/department-for-business-energy-and-industrial-strategy/about

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> Disponible en: <a href="https://www.ofgem.gov.uk/about-us/who-we-are/gas-and-electricity-markets-authority">https://www.ofgem.gov.uk/about-us/who-we-are/gas-and-electricity-markets-authority</a>

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Disponible en: https://www.energy-uk.org.uk/energy-industry/the-energy-market.html

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> Disponible en:



del *Electricity Act 1989*, el que estableció el régimen de licencias<sup>7</sup> con las condiciones para los agentes participantes en el mercado eléctrico, las cuales son necesarias para actividades de *Distribution Network Operators* (DNOs), pequeños *Independent Distribution Network Operators* (IDNOs), comercializadores o *Energy Suppliers* (ES), y la comunicación de medidores inteligentes por parte de la *Data Communications Company* (DCC).

Los *Distribution Network Operators* (DNOs) operan los sistemas de distribución que llevan la electricidad desde las redes de transmisión de alto voltaje a consumidores industriales, comerciales y domésticos. En Gran Bretaña existen un total de 14 grandes DNOs, pertenecientes a 6 grandes firmas, y 13<sup>8</sup> pequeños *Independent Distribution Network Operators* (IDNOs), localizadas dentro de las áreas cubiertas por las DNOs. Al corresponder a monopolios naturales, la actividad de estos operadores se encuentran regulada con el fin de evitar el ejercicio de poder de mercado, y sus licencias establecen, entre otras cosas, el límite de los ingresos que estas pueden recibir de sus clientes<sup>9</sup>.

La **comercialización** de energía en el Reino Unido se considera un segmento competitivo, por lo que las tarifas de comercialización que enfrentan los consumidores finales en los mercados de *retail* de gas y electricidad no se encuentran reguladas (Ofgem, 2016). La comercialización fue implementada gradualmente a clientes de menores niveles de consumo, a partir de la reducción progresiva del límite inferior de consumo de clientes no sujetos a precio regulado de suministro, durante la década de 1990. Desde entonces, el mercado de la comercialización ha sufrido una importante revolución, especialmente en la última década. Si el año 2012 las 6 principales *Energy Suppliers* (ES) del Reino Unido concentraban la totalidad del mercado, a Septiembre de 2018 ya se contaban un total de 69 firmas<sup>10</sup>, lo que ha reducido la concentración de mercado de las primeras a un 75%<sup>11</sup>.

Pieza fundamental de la evolución del mercado de la comercialización ha sido el desarrollo de la infraestructura de comunicaciones y de medición inteligente de los consumos por medio de *smart meters*. La complejidad del tratamiento y protección de los datos medidos por estos medidores inteligentes, así como la infraestructura de comunicaciones relacionada, ha llevado a la definición de esta actividad como un monopolio natural, licenciada por Ofgem y sujeta a control de precios, y regulación de interacción con usuarios. Así, se formó una *Data Communications Company* (DCC)<sup>12</sup> con el fin de proveer

 $\frac{https://www.ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/connections-and-competition/independent-distribution-network-operators$ 

https://www.ofgem.gov.uk/gas/retail-market/metering/transition-smart-meters/data-communications-company-ofgem-publications

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

Página 27 de 169

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> Las licencias establecidas imponen condiciones generales a todas las empresas del segmento y también condiciones específicas a ciertos agentes. Algunas condiciones generales establecidas en la licencia son: la obligatoriedad de cumplimientos de códigos, normas, y determinaciones a la autoridad; la provisión y pagos a la autoridad; los reportes de desempeño; la mantención de registros de servicios prioritarios; la metodología de tarificación y las condiciones para la provisión de servicios de uso y conexión a la red; los estándares de provisión de servicios no competitivos; los estándares de planificación de la red; las restricciones a la actividad financiera de las empresas; y las restricciones al uso de información confidencial, entre otras condiciones.

<sup>&</sup>lt;sup>8</sup> Disponible en:

<sup>9</sup> Disponible en: https://www.ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/gb-electricity-distribution-network

<sup>&</sup>lt;sup>10</sup> Disponible en: <a href="https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/number-active-domestic-suppliers-fuel-type-gb">https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/number-active-domestic-suppliers-fuel-type-gb</a>

<sup>&</sup>lt;sup>11</sup> Disponible en: <a href="https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/electricity-supply-market-shares-company-domestic-gb">https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/electricity-supply-market-shares-company-domestic-gb</a>

<sup>&</sup>lt;sup>12</sup> Disponible en:



el servicio de comunicación de los medidores inteligentes, el cual provee a comercializadores y operadores de las redes, la información de suministro de energía desde y hacia medidores inteligentes.

Finalmente, se cuenta con diferentes *Independent Connection Providers* (ICPs), los cuales corresponden a compañías licenciadas que llevan a cabo trabajos en nombre de los clientes de una red eléctrica, propiedad de un DNO o IDNO, o en nombre de estos últimos, compitiendo por servicios abiertos a la competencia, como la instalación de líneas de AT y BT, la instalación de subestaciones y conexiones a la red, entre otros. A la fecha, se pueden contar 285 ICPs en el Reino Unido (Lloyd's Register, 2019), los que han permitido alcanzar menores precios y tiempos de respuesta del servicio de conexión de nuevos usuarios<sup>13</sup>.

# 4.1.2 Esquema Regulatorio

Con respecto al modelo regulatorio de la distribución, hasta el año 2014 en el Reino Unido era utilizada la *Price-Cap Regulation* (RPI-X), que fue considerada exitosa en base a resultados importantes en la reducción de cargos de la red, mejora de los índices de confiabilidad, atracción de inversiones y mejoras en la calidad de servicio en general. Sin embargo, un diagnóstico consensuado concluyó que el modelo RPI-X no era el apropiado para dar respuesta a los cambios tecnológicos que se observarán en el sector distribución producto del acceso a nuevas tecnologías y de la importante penetración de energías renovables a nivel de distribución. En particular, se consideró que el modelo RPI- X inducía un foco en el corto plazo, enfatizaba la interacción de las empresas con Ofgem y no con los consumidores finales, no introducía incentivos apropiados a la innovación, no generaban incentivos adecuados a las empresas para asumir más riesgos, generaban incentivo a soluciones asociadas a CAPEX en desmedro de OPEX y no fomentaba la interacción intersectorial<sup>14</sup>.

Para hacerse cargo de las debilidades del modelo RPI- X, Ofgem implementó a partir del año 2015 el régimen de control de precios RIIO para la distribución (RIIO-ED1). El modelo RIIO ya había sido implementado exitosamente para el control de precios en la red de transmisión eléctrica y la red de gas. El régimen recibe su nombre por sus siglas en inglés, Revenue = Incentives + Innovation + Outputs, lo que en español puede traducirse como ingresos en base a incentivos para producir innovación y resultados (Annual Report and Accounts, 2017). El diseño general del modelo RIIO se presenta en la Figura 4.2.

El modelo RIIO puede ser catalogado como una regulación *ex-ante* basada en resultados. En términos generales el modelo busca controlar los riesgos financieros del sector a través de la entrega eficiente y a tiempo de ingresos a las empresas, de manera transparente y predecible, con el objetivo de mejorar el financiamiento de las mismas (Rossington, 2014). Establece incentivos a la eficiencia a partir de periodos de control de precios extendidos (8 años), un esquema de premio y penalidades ante la verificación de entregables intermedios, y la definición de una tasa de eficiencia *ex-ante* para el periodo del control de precio. Adicionalmente, incorpora incentivos a la innovación a partir de presupuestos disponibles de la formulación de proyectos de innovación y programas competitivos de financiamiento para su ejecución. Los resultados esperados para el desempeño de las empresas distribuidoras para distintos indicadores son incorporados como condiciones específicas de las licencias de las empresas.

3

<sup>&</sup>lt;sup>13</sup> Disponible en: <a href="https://www.g2energy.co.uk/2017/g2-energy-icp/">https://www.g2energy.co.uk/2017/g2-energy-icp/</a>

<sup>&</sup>lt;sup>14</sup> Disponible en:



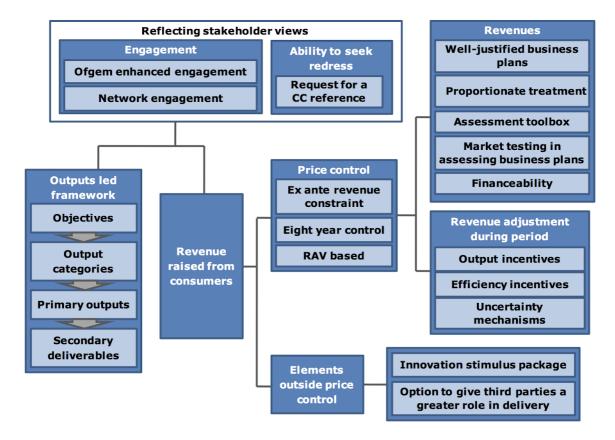


Figura 4.2. Elementos del modelo RIIO (Jenkins, 2011).

Como primer insumo al proceso de control de precios cada empresa distribuidora debe desarrollar planes de negocios detallados para un horizonte de 8 años (duración del periodo del control de precios ) estableciendo claramente cómo se harán cargo de los intereses de los consumidores presentes y futuros, cómo se alinean con el objetivo de alcanzar menores emisiones de carbono, y qué estrategia utilizarán para tratar con los riesgos e incertidumbres asociadas (Ofgem, 2017). Las empresas deben reportar resultados esperados en seis categorías definidas por Ofgem: seguridad, confiabilidad, medio ambiente, conexiones, satisfacción del consumidor y obligaciones sociales (Veaney, 2016). A modo de ejemplo algunos de los resultados comprometidos por una de las empresas mejores evaluadas en el proceso RIIO-ED1 2015-2023 (Western Power Distribution) en las distintas categorías son:

- Seguridad: reducción de la frecuencia de accidentes de sus empleados en un 10%, distribución de documentos informativos acerca de seguridad, educación de niños sobre seguridad eléctrica, mejorar medias de seguridad en sitios de alto riesgo.
- Confiabilidad: reducción de número de interrupciones promedio por consumidor en un 16%, reducción del SAIDI en un 23%, reducción en un 20% de clientes con interrupciones de más de 12 horas, protección de 75 subestaciones frente al riesgo de inundación.
- Medio ambiente: facilitar la conexión de mayores volúmenes de low-carbon technologies, reducir la huella de carbono en 5%, reducir las fugas de aceite en un 75%, reducir el impacto visual de instalaciones en parques nacionales y otras áreas turísticas.



- Conexiones: reducir los tiempos promedio de conexión de nuevos clientes en un 20%, desarrollar plataformas de cotización y seguimiento de trabajos por internet, facilitar la competencia en el mercado de nuevas conexiones.
- Satisfacción del consumidor: mejorar la comunicación con los consumidores a partir del uso de distintas redes sociales, tener mejores tiempos de respuesta de la industria a llamadas telefónicas de los consumidores, tener el servicio más rápido de solución de quejas de los consumidores de la industria.
- Obligaciones sociales: asegurar información precisa del registro de servicios prioritarios (lista de
  consumidores vulnerables) mejorar los servicios a consumidores vulnerables que enfrentan
  interrupciones de suministro, ayudar a abordar el problema de pobreza energética facilitando el
  acceso de los consumidores a información relevante.

De acuerdo a la guía para el desarrollo de los planes de negocios se requiere que las empresas distribuidoras incluyan resultados asociados no solo al desempeño de la red dentro del periodo de control de precio si no que también tengan en consideración el desarrollo eficiente de más largo plazo. Reconociendo que el objetivo de más largo plazo pueden no traducirse en resultados observables dentro del periodo del control de precios, se establece los llamados entregables secundarios (típicamente obras específicas) que dan cuenta de los desarrollos de red orientados a mejorar la eficiencia de largo plazo. Para cada resultado Ofgem define una serie de métricas sobre la cual se determinará el premio o penalidad a la empresa distribuidora. El cálculo de los premios/penalidades considera tanto el costo eficiente para alcanzar los resultados necesarios como la relación costo-beneficio que representa el resultado de los consumidores finales. Con esto una empresa que alcanza buenos desempeños en indicadores de resultados verá incrementado el límite a los ingresos que puede recaudar de los consumidores en el periodo de control de precios vigente.

Luego de analizar los planes de negocio detallado de las empresas, y pudiendo hacer recortes y/u observaciones a los presupuestos, Ofgem determina la base de activos regulados que son remunerados a una tasa de retorno que refleja los riesgos del sector, lo que da origen al límite de ingreso base para el periodo del control de precio por sobre (o bajo) este límite, Ofgem establece un esquema de incentivos al cumplimiento de resultados y a la innovación. Con el objetivo de eliminar cualquier preferencia respecto al uso de CAPEX vs OPEX, el modelo RIIO establece *ex-ante* el procentaje de los gastos que serán incorporados a la base de activos y el porcentaje de gastos que será considerado como costo de operación, independiente de cómo la empresa gaste efectivamente los dineros. Con esto, se tiene el incentivo de reducir el costo total o Total Expenditure (TOTEX) del negocio de la distribuidora (RIIO-ED1, 2014). Esta característica del modelo RIIO es similar al esquema de empresa modelo y valor nuevo de reemplazo utilizado en Chile, donde los ingresos de la empresa no tienen relación directa con los activos reales de la red de distribución. Adicionalmente, se agregó el llamado *Annual Iteration Process* (AIP), a través del cual el *Price Control Financial Model* (PCFM) (para el control de precios del modelo RIIO) actualiza las variables relevantes para el cálculo del cambio incremental (MOD), positivo o negativo, de la



base de ingresos, corrigiendo de forma oportuna la determinada al inicio del período y simplificando la implementación de mecanismos de incertidumbre<sup>15</sup>

### 4.1.2.1 Remuneración de Redes

Como se mencionó con anterioridad, la remuneración de las redes de distribución se realiza mediante el uso de una tasa de retorno calculada sobre la base de activos regulados. Los activos regulados de la compañía son estimados como aquellos conocidos al momento de la privatización de las empresas distribuidoras, más los gastos de capital de las empresas desde entonces, restando la depreciación de los activos. Por otro lado, la tasa de retorno de capital es calculada por Ofgem utilizando la metodología Weighted Average Cost of Capital (WACC) (Berk J., DeMarzo P., 2013), en la cual se considera la estructura de capital de la empresa en relación con la deuda y a la inversión de capital, y para la cual el proceso RIIO-ED1 utilizó una razón de 65% para todas las DNOs (Ofgem, 2017). Para obtener el retorno de capital utilizado en el WACC se utiliza el modelo Capital Asset Pricing Model (CAPM) (Berk J., DeMarzo P., 2013), el cual expresa el costo de capital como el monto necesario para atraer inversión de inversionistas diversificado que invierte en cada año. Mientras, para el costo de la deuda, se utiliza el promedio histórico del costo de deuda para una amplia gama de compañías. Con esto, Ofgem determina un nivel de ingresos base para el periodo de control de precios, el cual representa su visión del nivel de costos eficiente, informado por los planes de negocio detallados de las compañías y el conocimiento del regulador.

Por sobre los ingresos base permitidos, Ofgem determina mediante un proceso anual de revisión de cada licencia los ingresos ajustables por desempeño que reflejan premios o penalizaciones, los cuales se evalúan en función de todos los indicadores de resultados relevantes. Adicionalmente existen ajustes a los ingresos en base a los llamados mecanismos de incertidumbre, que corresponden a cambios predefinidos, en base a la realización de la incertidumbre en parámetros claves para la determinación del límite de ingresos. Sin embargo lo anterior, la mayor parte de los ingresos de la distribuidora están fijos al comienzo del periodo de control de precio. Dentro de los mecanismos de incentivo más relevantes se encuentran:

- Mecanismos de eficiencia: incentivan el desarrollo de planes de negocio de alta calidad que pueden recibir tramitación rápida por parte de Ofgem. Adicionalmente, las reducciones de los costos totales alcanzadas por las compañías en comparación con aquellos determinados de su plan de negocios son retenidas en un porcentaje (e.g., 60%) por la empresa de distribución.
- Servicio al consumidor: se define una banda +/- de 1,5% de los ingresos totales permitidos al año asociados a resultados en términos de servicio al consumidor.
- Mecanismos de incentivos a las conexiones: define una banda de + 0,9 y al menos 1,4% en base a resultados de desempeño de los consumidores.

https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-riio-model/current-network-price-controls-riio-1/price-controls-fin ancial-model-pcfm

<sup>&</sup>lt;sup>15</sup> Disponible en:



- Penalización de hasta 100 puntos base de la tasa de retorno por incumplimiento de estándares garantizados de desempeño en conexiones.
- Incentivos a la calidad de servicio: bandas simétricas de 1,2% de los ingresos permitidos base asociadas al índice SAIFI, 1,8% asociada al índice SAIDI.

El desempeño de las empresas de todos los indicadores relevantes para el cálculo de los ingresos permitidos efectivos, incluyendo la aplicación de premio y penalización donde corresponda es realizada por *Ofgem* mediante un proceso anual de revisión de cada licencia.

Finalmente, cabe señalar que a diferencia de los DNOs, los IDNOs se encuentran sujetos a un control de precios relativo, y no requieren del desarrollo de un plan de negocios detallado. Así, Ofgem protege a los consumidores finales a través de un arreglo interino, asegurando que a los clientes conectados a un IDNO no perciban tarifas mayores a que si estuvieran conectados al DNO. En específico, la tarifa que puede cobrar un IDNO está basada en las tarifas del DNO, con bandas mínimas y máximas predeterminadas (Ofgem, 2017). Estas cotas corresponden a menos y más 5%, que se incrementan a menos y más 10% después de 5 años (Ofgem, 2005), y también están sujetas a ajustes a partir del *Retail Price Index* (RPI). Dicho arreglo interino facilita la competencia en la oferta de suministro, manteniendo la estructura y el nivel tarifario entre IDNO y DNO; sin embargo, la desventaja es que introduce cierto nivel de incertidumbre al IDNO sobre sus ingresos futuros (dependen de la evolución del DNO de referencia).

## 4.1.2.2 Regulación de Tarifas

En la regulación del Reino Unido, las condiciones de licencia estándar no definen una metodología específica de cálculo de tarifas, sino que cada empresa distribuidora tiene la libertad de proponer una metodología de tarificación, siempre que no distorsione las condiciones de competencia del segmento y/o de los otros segmentos¹6. En particular, las exigencias regulatorias sobre la metodología de cálculo de tarifas a usuarios de la red de distribución son: (i) que la metodología facilite el cumplimiento por parte de la empresa distribuidora que las obligaciones que impone la ley y las condiciones de su licencia, (ii) que la metodología facilite la competencia entre generación y comercialización de electricidad y que no restrinja, distorsione o impida la competencia entre transmisión o distribución, (iii) que la metodología refleje, tanto como sea posible y práctico, los costos incurridos por la empresa distribuidora por los negocios de distribución de electricidad, (iv) que, mientras sea consistente con los tres puntos anteriores, la metodología tenga debidamente en cuenta los desarrollos del negocio de la empresa distribuidora, y (v) que cumpla con la regulación y cualquier decisión vinculante con la regulación europea o la agencia para a la cooperación de reguladores de energía.

A pesar de la libertad de las empresas distribuidoras para fijar su propia metodología de tarificación de red, estas en su mayoría adhieren a la metodología común de tarificación definida por Ofgem la cual tiene como objetivo asignar y distribuir los costos de la red en función del uso de ésta por parte de los distintos tipos de usuarios. La metodología común de tarificación, establecida en el *Distribution Connection and Use of System Agreement* (DCUSA), es entonces utilizada por defecto para la asignación de los costos. Así, la estructura tarifaria está basada en los siguientes componentes:

<sup>&</sup>lt;sup>16</sup> Disponible en:https://www.dcusa.co.uk/DCUSA%20Document%20Public%20Version/DCUSA%20v11.0\_Public.pdf
Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica
Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final
Pógina 33 de 160



- Una tarifa volumétrica (\$/kWh) de uno, dos o tres tarifas unitarias.
- Un cargo fijo (\$/días).
- Un cargo por capacidad (\$/kVA/día).
- Un cargo por capacidad excedida (\$/kVA/día).
- Un cargo por potencia reactiva (\$/kVArh).

La tarifa para usuarios residenciales solo cuenta con componentes de tarifa volumétrica y cargo fijo, donde la tarifa volumétrica resulta en tarifas unitarias más elevadas en las horas punta del sistema para usuarios con consumo diferenciado por hora (medida indirecta de potencia). Si bien existe una tarifa volumétrica asociada a cargos de la red de distribución para algunos usuarios del tipo *domestic unrestricted*, ésta no tiene un impacto en los ingresos permitidos de las empresas de distribución, por lo que no existe un desincentivo indirecto de las empresas distribuidoras a promover actividades de eficiencia energética, o cualquier otra que signifique un menor consumo energético por parte de los usuarios. Con todo esto, en una cuenta promedio de un usuario residencial en Reino Unido, con un consumo de alrededor de 330 kWh/mes, por un total cercano a los CLP \$50.000, los cargos por redes de distribución representan aproximadamente un 16% de la cuenta total.

### 4.1.2.3 Comercialización

En el Reino Unido, las tarifas de comercialización que enfrentan los consumidores finales no se encuentran reguladas, ya que se considera que el mercado de comercialización es suficientemente competitivo (Ofgem, 2018c), y por lo tanto, la licencia otorgada se limita a establecer condiciones de la interacción de un *Energy Supplier* con los consumidores finales, la empresa distribuidora, y el regulador<sup>17</sup>. Además, y como se relató en el apartado anterior, la tarifa de los consumidores residenciales debe distribuir todos los cargos de suministro entre un cargo fijo y una tarifa volumétrica, la que puede estar o no diferenciada por el tiempo de uso.

Entre las condiciones de la licencia estándar de comercialización se encuentran el trato no discriminatorio y diligencia en la atención de requerimientos del cliente, la necesidad de reportar un número de indicadores relacionados con la claridad de la atención al cliente, la necesidad de reportar incumplimientos de estándares y/o códigos aplicables a su actividad, la prohibición de establecer subsidios cruzados en tarifas a consumidores, restricciones especiales de tarifa de pago, condiciones de contrato de suministro de clientes residenciales, la obligatoriedad de ofrecer contratos de suministro a consumidores domésticos dentro de su área de suministro, y normas para la celebración y término de contratos de suministro, entre otras condiciones. Con respecto a la participación de empresas distribuidoras y comercializadoras en distintos segmentos, las condiciones de licencia estándar establecen que las empresas no pueden distorsionar la competencia en su segmento y/u otro. Además, cada negocio debe mantener la información de manera confidencial y no deben existir subsidios entre ellos.

Por otro lado, los comercializadores tienen la obligación de ofrecer suministro a consumidores residenciales dentro de un área de servicio, por lo que ante la eventualidad de que un comercializador vea su licencia revocada por parte de Ofgem, este último podrá asignar los consumidores a otros

<sup>&</sup>lt;sup>17</sup> El *Master Registration Agreement* (MRA) establece reglas entre los comercializadores y DNOs.



comercializadores dentro del área de servicio (*i.e.*, orden *supplier of last resort*), resguardando que éstos no vean afectada significativamente su capacidad de suministrar la energía (Ofgem, 2016b). Para ello, Ofgem elige al nuevo proveedor de manera de asegurar que todos los clientes reciban suministros de forma rápida y eficiente, por lo que el *supplier of last resort* debe demostrar la capacidad de proveer energía a nuevos consumidores sin que esto se traduzca en un gran costo adicional.

# 4.1.3. Mecanismos regulatorios para la expansión eficiente y aseguramiento de calidad de servicio

Por un lado, la expansión del sistema de distribución en el largo plazo es resguardada en los procesos de control de precio de la distribución, a partir de la revisión de los planes de negocio de las empresas reguladoras por parte de Ofgem y de las distintas partes interesadas (*stakeholders*). En particular, el régimen RIIO-ED1 requiere que las empresas consideren medidas para la expansión eficiente de largo plazo, las que son debidamente remuneradas a partir de la verificación de resultados asociados a estas. Por otro lado, no existe coordinación formal entre los procesos de expansión de los segmentos de transmisión (ET1) y distribución (ED1).

En el desarrollo de sus planes de negocio detallado las empresas de distribución deben mostrar evidencia de involucramiento de grupos de interés (*stakeholders*) en base a por ejemplo, la organización de paneles de expertos, o talleres con la participación de consumidores, autoridades locales otras empresa de distribución, comercializadores, grupos ambientales, desarrolladores de generación distribuida, entre otros. Más aún las empresas deben mostrar evidencias del proceso participativo antes mencionado influenció el plan de negocios.

El modelo RIIO-ED1 incorpora una serie de mecanismos de mejora de la calidad de suministro y calidad comercial de las empresas en base a la definición de valor objetivo para indicadores relevantes, como la percepción de satisfacción de los consumidores o índices de frecuencia y duración de interrupciones. Para verificar el cumplimiento de los indicadores, las condiciones de licencia establecen la necesidad de reportar periódicamente el desempeño de la empresa, sin perjuicio de que Ofgem pueda solicitar información adicional para llevar a cabo dicha verificación. Los incentivos para la mejora de calidad de servicio son establecidos en conjunto con importantes multas y/o compensaciones a consumidores por no cumplimiento de los estándares mínimos definidos en los códigos y normas del segmento.

Adicionalmente, dentro de los mecanismos de incentivo más relevantes se encuentran los mecanismos de eficiencia, que incentivan el desarrollo de planes de negocio de alta calidad que pueden recibir tramitación rápida por parte de Ofgem, donde las reducciones de los costos totales alcanzadas por las compañías, en comparación con aquellas determinadas en sus planes de negocio, son retenidas en un mayor porcentaje (e.g., 60%) por la empresa de distribución. En términos de calidad comercial, se define una banda de incentivos correspondiente al +/-1,5% de los ingresos totales permitidos al año, asociados a métricas de desempeño de servicio al consumidor. Adicionalmente, existe un mecanismo de incentivos a las conexiones, donde se define una banda de + 0,9 y al menos 1,4% en base a resultados de desempeño en conexión de usuarios, además de una penalización de hasta 100 puntos base de la tasa de retorno de la empresa por incumplimiento de estándares garantizados de desempeño en conexiones. Finalmente, en términos de calidad de suministro, se definen bandas simétricas de 1,2% de los ingresos



base permitidos asociadas al índice System Average Interruption Frecuency Index (SAIFI) y de 1,8% asociada al índice SAIDI.

Con todo esto, el modelo regulatorio y los mecanismos de incentivos establecidos han generado una serie de impactos en la calidad y costos del servicio que reciben los consumidores actualmente en el Reino Unido<sup>18</sup>. Dentro de los principales resultados observables desde el inicio del período RIIO-ED1, se cuentan la reducción del número de interrupciones de suministro sufridas por los usuarios, así como la duración de las mismas, en un 11%; y una reducción de los costos asociados a las redes de distribución que enfrentan los consumidores, en un 3.5% desde el período 2017-18 al período 2018-19<sup>19</sup>. Sin embargo lo anterior, y a pesar de todos los logros obtenidos en el primer proceso de control de precios de la distribución del marco RIIO, valiosas lecciones han sido aprendidas del primer período de control de precios y se han tomado decisiones sobre lo que será el marco del segundo período de control de precios (RIIO-2), que afectará a las DNOs a contar del año 2023 (Ofgem, 2018c). Las ganancias de las compañías han sido mayores a las esperadas inicialmente, mientras que algunos supuestos que parecían razonables al momento del control de precios, han demostrado no funcionar de acuerdo a lo esperado. Con todo esto, se espera que RIIO-2: (i) entregue mayor poder a la opinión de los consumidores; (ii) permita a las compañías obtener retornos justos; (iii) responda a cómo son utilizadas las redes; (iv) incentive la innovación y la eficiencia; y (v) simplifique el proceso de control de precios.

# 4.1.4. Consideraciones regulatorias para integración de generación distribuida y nuevas tecnologías, y para la libre competencia.

# 4.1.4.1 Generación Distribuida y Nuevas Tecnologías

Como se describió anteriormente, el desarrollo del modelo RIIO-ED1 se fundamenta en la necesidad de contar con herramientas para responder a los desafíos que deberán enfrentar los DNOs en la transición energética hacia una mayor integración de generación local o distribuida (Karim L. Anaya, 2015). Esta transición conlleva una importante inversión en el sector distribución, la cual está sujeta a incertidumbre en la disponibilidad de nuevas tecnologías y sus costos, horizontes de tiempo, capacidad, localización e impacto en las redes de distribución. Luego, los DNOs deben ser capaces de adoptar e integrar de forma eficiente a todos los nuevos tipos de usuarios de la red<sup>20</sup>. Para conseguir esto, se desarrollan tres ejes

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

Página 35 de 169

<sup>&</sup>lt;sup>18</sup> Gran parte de los incentivos y mecanismos considerados por el esquema RIIO ya habían sido introducidos con anterioridad en el quinto control de precios de distribución eléctrica (DPCR5) en el período 2010 a 2015, y lograron una serie de mejoras en el desempeño de DNOs (Ofgem, 2015). En dicho periodo, se observaron reducciones de costos por GBP \$1,2 billones, de los cuales GBP \$660 millones están siendo reducidos de los costos afrontados por los clientes en un horizonte de 20 años, y GBP \$1 billón fueron entregados a los DNOs (antes de impuestos) por concepto de pagos de premios/incentivos. Entre otros beneficios, se cuentan la reducción en el número de interrupciones y duración de estas por parte de los consumidores en un 21% y 36%, respectivamente; la mejora en la calidad del servicio e información recibida por los clientes, con una evaluación promedio en la encuesta de satisfacción de 8,46 de 10 entre los distintos DNOs; y la integración de más de 11,4 GW de generación distribuida solar, eólica, cogeneración y biogeneración, entre otras.

<sup>&</sup>lt;sup>19</sup> Disponible en: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/12/riio-ed1\_annual\_report\_2016-17.pdf

<sup>&</sup>lt;sup>20</sup> Bajo el *Electricity Act 1989*, los DNOs deben ofrecer una conexión a cualquier consumidor que desee una, el cual deberá pagar de forma directa a los DNOs los costos de conexión a través de una metodología común y conocida, la que depende del nivel de tensión y localización dentro de la red, abordando los costos de equipos relacionados con el uso del nuevo conectado, y una proporción de gastos de reforzamiento cuando resulta necesario, pagado de forma directa a los comercializadores de energía. A su vez, diferentes tipos de conexiones (usualmente caracterizadas por nivel de tensión) están asociados a diferentes tipos de servicios, estándares de calidad e incentivos.



fundamentales de trabajo: (i) ayudando a la industria a comprender el rol de las DNOs y las implicancias regulatorias y políticas; (ii) facilitando el entendimiento ampliado a lo largo de la industria de costos y beneficios de las soluciones de redes inteligentes; y (iii) creando un paquete de resultados, incentivos y financiamiento que incentiven a las DNOs a acomodar estas nuevas tecnologías de forma eficiente.

En línea con esto, se han introducido tres tipos de subsidios en el Reino Unido destinados a la promoción de proyectos de generación renovable que son utilizados por los desarrolladores de proyectos de GD (RIIO-ED1, 2014): (i) mecanismos de *Feed-in-Tariff* (FIT), orientados a pequeños generadores de hasta 5 MW y que aseguran una tarifa en (\$/kWh) por períodos fijos de tiempo; (ii) *Renewable Obligations* (ROs), mecanismos a través de los cuales los comercializadores de energía deben adquirir *Renewable Obligation Certificates* (ROCs) para dar cumplimiento a metas mínimas de generación en base a fuentes renovables impuestas por el regulador; y (iii) *Levy Exemption Certificates* (LECs), que corresponden a certificados electrónicos asignados por Ofgem a generadores acreditados por cada MWh de generación renovable, los que eximen del pago del impuesto *Climate Change Levy* (CCL) al suministro no-doméstico (industrial o comercial).

Los consumidores tienen dos cargos por parte del operador de la red, relacionados con la conexión y el uso del sistema. El mecanismo FIT para GD considera un esquema de tarifas para la importación, exportación y generación de energía (RIIO-ED1, 2014). La tarifa de importación corresponde a la tarifa típica de consumo volumétrico aplicada a todos los consumidores. La tarifa de exportación corresponde al pago de la energía inyectada a la red por generación distribuida. Finalmente, la tarifa de generación corresponde al pago por energía generada a través de generación distribuida, sin importar si dicha energía es para consumo propio o para exportación.

Por otro lado, dentro del paquete de incentivos del RIIO-ED1 orientados a promover mejoras en los servicios de conexión de nuevos usuarios y GD por parte de los DNOs se encuentran:

- La componente de conexiones de la encuesta de satisfacción de clientes, la que se puede traducir en un incremento o penalización de los ingresos basales anuales del DNO (+0,5%/-0,5%).
- Un incentivo *Time to Connect* (TTC) por reducción del tiempo de conexión (conexiones menores) que puede **incrementar l**os ingresos basales anuales del DNO en hasta un 0,4%.
- Un incentivo de *Connections Engagement* (ICE) (conexiones de mayor complejidad: *i.e.*, generación distribuida, conexiones de más alto voltaje, etc.) que puede penalizar con hasta un 0,9% los ingresos basales anuales de la DNO.
- El Connections Guaranteed Standards of Performance, que establece estándares mínimos de desempeño de las conexiones, por los cuales los usuarios pueden recibir pagos fijos en caso de que no sean cumplidos por el DNO.
- La obligación de la licencia de proveer estándares específicos de desempeño no disputables, como la energización de una conexión.



- La obligación de la licencia de dar mayor acceso a la información, al producir un Long Term
   Development Statement, que dé cuenta del estado actual de las redes de distribución y posibles
   focos de desarrollo de nuevos proyectos y conexiones, y un DG Connection Guide, que provee de
   guía en el proceso de conexión de potenciales nuevos generadores distribuidos.
- Finalmente, reglas sobre cómo las contribuciones de los clientes deben ser tratadas en ciertos casos, con el fin de asegurar un incentivo para los DNOs para esperar a los requerimientos de conexión de un usuario para realizar los reforzamientos necesarios, y no antes.

Como resultado de estas medidas, durante el período 2016-17, 2.784 GW de generación fueron conectados a las redes de distribución, lo que representa un incremento respecto a los 1,75 GW instalados en el período 2015-16. Además, el tiempo de conexión de nuevos usuarios disminuyó considerablemente, reduciéndose a la mitad el tiempo de emisión de cotizaciones de nuevas conexiones en comparación al año 2013, período en el que el tiempo requerido por conexiones LVSSA<sup>21</sup> y LVSSB<sup>22</sup> se ha reducido de 2 a 4 días<sup>23</sup>.

Adicionalmente, cabe la pena destacar la formación en 2011 del *Smart Grid Forum* (SGF) por parte del *Department of Energy and Climate Change* (DECC) (hoy BEIS) y Ofgem. Este foro es una plataforma que fomenta el compromiso de los diferentes actores del sector con los cambios y oportunidades significativas que provocará la transición energética que vive Reino Unido hacia sistemas con menores emisiones de carbono, especialmente para los operadores de las redes eléctricas. Así, el foro lleva adelante reuniones, reportes y publicaciones, entre otras, con el fin de apoyar y garantizar una transición segura y eficiente, entregando valor a los consumidores actuales y futuros<sup>24</sup>.

## 4.1.4.2 Libre competencia

La promoción de la libre competencia es una de las preocupaciones principales de Ofgem, lo que se traduce en la promoción del libre acceso a las redes dentro de un mercado competitivo y un mayor acceso a la información de parte de los usuarios de la red, asegurando una buena calidad y eficiencia en el servicio a los usuarios. En esta línea, durante el período del DPCR5 se observó un aumentó en el porcentaje de conexiones provistas por otros actores diferentes a los propios DNOs, de un 14% a un 36%. Sin embargo, la falta de competencia en algunos sectores debida principalmente al rol que juegan los DNOs en los procesos de conexión, llevó a la aprobación en Junio de 2015 de un *Competition in Connections* (CiC) *Code of Practice*<sup>25</sup>, con el fin de facilitar las condiciones de competencia en el mercado de conexiones de usuarios a las redes de distribución, y que a la fecha ha permitido el establecimiento de al menos 285 *Independent Connections Providers* en el Reino Unido (Lloyd's Register, 2019), y cuya efectividad se encuentra actualmente en revisión.

 $\frac{https://www.ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/forums-seminars-and-working-groups/decc-and-ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/forums-seminars-and-working-groups/decc-and-ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/forums-seminars-and-working-groups/decc-and-ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/forums-seminars-and-working-groups/decc-and-ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/forums-seminars-and-working-groups/decc-and-ofgem-seminars-and-ofgem-seminars-and-ofgem-seminars-and-ofgem-seminars-and-ofgem-seminars-and-ofgem-seminars-and-ofgem-seminars-and-ofgem-seminars-and-ofgem-seminars-and-ofgem-seminars-and-ofgem-seminars-and-ofgem-seminars-and-ofgem-seminars-and-ofgem-seminars-and-ofgem-seminars-and-$ 

<sup>&</sup>lt;sup>21</sup> Una conexión LVSSA es una conexión muy pequeña de demanda, de bajo voltaje (*i.e.*, aproximadamente del tamaño de un domicilio).

<sup>&</sup>lt;sup>22</sup> Una conexión LVSSB es una conexión pequeña de demanda, de bajo voltaje (*i.e.*, aproximadamente del tamaño de uno cuatro domicilio).

<sup>&</sup>lt;sup>23</sup> Disponible en: <a href="https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/12/riio-ed1\_annual\_report\_2016-17.pdf">https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/12/riio-ed1\_annual\_report\_2016-17.pdf</a>

<sup>&</sup>lt;sup>24</sup> Disponible en:

<sup>&</sup>lt;sup>25</sup> Disponible en: <a href="http://www.connectionscode.org.uk/">http://www.connectionscode.org.uk/</a>



#### 4.2 Australia

# 4.2.1 Institucionalidad, Estructura de Mercado, Agentes y Roles

Australia posee dos grandes redes eléctricas. El South West Interconnected System (SWIS) entrega suministro eléctrico a la zona oeste del país mediante 7.800 km de líneas y cuyo mercado mayorista, Wholesale Electricity Market (WEM), entrega alrededor de 18 TWh anuales de electricidad<sup>26</sup>. La segunda, y más importante, es aquella comprendida por el National Electricity Market (NEM), que conecta las regiones de la costa este y sur de Australia mediante 40.000 kilómetros de líneas de transmisión y entrega alrededor de 200 TWh anuales de electricidad a cerca de 9 millones de consumidores<sup>27</sup>. Actualmente, el NEM cuenta con cerca de 54 GW de capacidad de generación, con cerca de un 45,5% de capacidad de generación en base a carbón, 19% en base a gas, 16,1% de capacidad de generación hidráulica y un 15,5% de capacidad de generación renovable variable, entre otros tipos de tecnologías<sup>28</sup>.

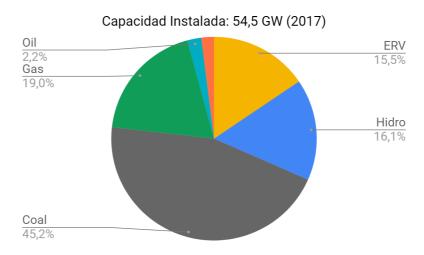


Figura 4.3. Composición de la matriz energética del NEM.

El organismo encargado de la coordinación de la operación de los principales sistemas y mercados eléctricos es el Australian Energy Market Operator (AEMO), el cual también está a cargo de la gestión de la red nacional de gas<sup>29</sup>. En Australia, el mercado de generación es liberalizado, con la existencia de un mercado spot, mientras que los mercados de transmisión y distribución son regulados. En este último, a su vez, se encuentra establecido el rol de la comercialización, con lo que existe competencia en el suministro de retail de energía. Así, entre los principales actores del NEM se cuentan: 200 grandes generadoras; 5 Transmission Network Service Providers (TNSPs); 13 diferentes Distribution Network Service Providers (DNSPs); 73 comercializadores autorizados, de los cuales cerca de un 50% comercializan energía a clientes residenciales o pequeños negocios. Solo en el NEM, la infraestructura de la red de

<sup>&</sup>lt;sup>26</sup> Disponible en: <a href="https://www.aemo.com.au/Electricity/Wholesale-Electricity-Market-WEM">https://www.aemo.com.au/Electricity/Wholesale-Electricity-Market-WEM</a>

<sup>&</sup>lt;sup>27</sup> Disponible en: <a href="https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM">https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM</a>

<sup>&</sup>lt;sup>28</sup> El NEM inició operaciones en Diciembre de 1998. Este interconecta las jurisdicciones de 5 mercados regionales -Queensland, New South Wales (incluyendo Australian Capital Territory), Victoria, South Australia, y Tasmania. Disponible en:

https://www.aer.gov.au/wholesale-markets/wholesale-statistics/generation-capacity-and-output-by-fuel-source

<sup>&</sup>lt;sup>29</sup> Disponible en: <a href="https://www.aemo.com.au/About-AEMO">https://www.aemo.com.au/About-AEMO</a>



distribución cuenta con cerca de 735 mil kilómetros, 17 veces más larga que la red de transmisión<sup>30</sup>, y cuyos postes son utilizados tanto para distribución de electricidad como para servicios de comunicaciones (Australian Communications Industry Forum, 2006).

#### 4.2.1.1 Institucionalidad

El NEM inició su operación en 1998. A partir de ello, el Council of Australian Governments (COAG)<sup>31</sup> modificó la institucionalidad regulatoria, incluyendo tres cuerpos para la supervisión del mercado de energía: El Australian Energy Market Commission (AEMC) y el Australian Energy Regulator (AER) en 2005, y el Australian Energy Market Operator (AEMO) en 2009, con la responsabilidad de operar los mercados de electricidad y gas<sup>32</sup>.

Por un lado, la Australian Energy Market Commission (AEMC) reglamenta bajo las leyes de energía nacionales, y asesora a los gobiernos en temas de desarrollo de los mercados de energía<sup>33</sup>. Mientras que por otro lado, el Australian Energy Regulator (AER) es el regulador de los mercados mayoristas de electricidad y gas en Australia. Este forma parte de la Australian Competition and Consumer Commission (ACCC) y hace cumplir las reglas establecidas por la AEMC. Dentro de sus funciones cuenta: la regulación de las utilidades de los monopolios naturales (e.q., redes de transmisión y distribución y de gas); el monitoreo del mercado mayorista de electricidad; el monitoreo y cumplimiento de los reglamentos y legislaciones; la publicación de la información de los mercados de energía; y en su rol como regulador de mercados de retail de energía de algunos Estados, autoriza a comercializadores la venta de energía, administra el esquema nacional del retailer of last resort, y administra el sitio web de comparación de precios de energía, el *Energy Made Easy*<sup>34</sup>.

Adicionalmente, se tiene el Australian Energy Market Operator (AEMO), el cual es responsable de la gestión diaria de la operación de los mercados de energía mayorista y de retail. Entre otras actividades, AEMO debe: operar y administrar los procedimientos de los mercados de energía; operar el sistema eléctrico, lo que se relaciona con su rol como operador del NEM; coordinar el desarrollo estratégico de la red nacional de gas; mantener y mejorar la seguridad del sistema eléctrico; registrar personas como participantes de mercado; y proveer información al mercado a través de sus múltiples reportes eléctricos y su boletín de gas.

#### 4.2.1.2 Estructura de Mercado, Agentes y Roles

Entre los principales actores del NEM se cuentan: 200 grandes generadoras; 5 operadores de redes de transmisión o Transmission Network Service Providers (TNSPs)35; 13 diferentes operadores de redes de

https://www.aer.gov.au/system/files/State%20of%20the%20energy%20market%2C%20May%202017%20%28A4% 20format%29 1.pdf

meworks-Review-Fact-Sheet-Transmission-who-does-what.PDF

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

<sup>&</sup>lt;sup>30</sup> Disponible en:

<sup>&</sup>lt;sup>31</sup> El COAG es la máximo foro intergubernamental de Australia. Su rol es la gestión de materias de significancia a nivel nacional, o aquellas que requieren de la acción coordinada de todos los gobiernos Australianos. Disponible en: https://www.coag.gov.au/about-coag

<sup>&</sup>lt;sup>32</sup> Disponible en: <a href="https://www.aemc.gov.au/regulation/national-energy-governance">https://www.aemc.gov.au/regulation/national-energy-governance</a>

<sup>&</sup>lt;sup>33</sup> Disponible en: <a href="https://www.aemc.gov.au/about-us/our-governance">https://www.aemc.gov.au/about-us/our-governance</a>

<sup>&</sup>lt;sup>34</sup> Disponible en: <a href="https://www.energymadeeasy.gov.au/">https://www.energymadeeasy.gov.au/</a>

<sup>&</sup>lt;sup>35</sup> Disponible en:



distribución o Distribution Network Service Providers (DNSPs)<sup>36</sup>; 73 comercializadores de electricidad o Energy Retailers autorizados<sup>37</sup>; y consumidores finales.

En el segmento distribución, por un lado, se encuentran los Distribution Network Service Providers (DNSPs), que corresponden a operadores de redes de distribución para el suministro de electricidad, y su licencia les autoriza a suministrar electricidad a los comercializadores y participantes registrados bajo la National Electricity Law (NEL)<sup>38</sup>. Por otro lado, los Energy Retailers son comercializadores de electricidad, donde cerca de un 50% de aquellos retailers autorizados<sup>39</sup> comercializan energía a clientes residenciales o pequeños negocios. Los retailers compran energía en el mercado mayorista y la comercializan a precios estables a clientes en el mercado minorista, teniendo la ventaja de poder administrar los riesgos asociados a la volatilidad de los precios de la energía gracias a la agregación de un volumen de consumo tal que les permite absorber los costos de cobertura de riesgo. Finalmente, y producto de la integración masiva de nuevas tecnologías de DERs y el aumento de los costos de energía, un número cada vez mayor de consumidores han pasado por alto el esquema tradicional de suministro, aislándose de la red gracias a tecnologías de generación solar fotovoltaica y de almacenamiento, y desarrollando microrredes on-grid y off-grid<sup>40</sup>.

### 4.2.2 Esquema Regulatorio<sup>41</sup>

El National Competition Policy Review<sup>42</sup> determinó que la competencia en los sectores energéticos aumentaría su eficiencia, y mejoraría el servicio de los consumidores, a diferencia del esquema de suministro monopólico, de propiedad del estado y verticalmente integrado. Así, la competencia incentivaría a las empresas privadas a mejorar su desempeño, desarrollar nuevos productos y servicios en respuesta a los cambios del sector, y ofrecer menores precios y mejores alternativas a los consumidores, promoviendo el crecimiento económico y las oportunidades laborales de la economía en su conjunto. En base a esta conclusión, los gobiernos separaron estructuralmente la industria del suministro eléctrico en la década de 1990 en los segmentos de wholesale, de redes y de retail, y ha continuado avanzado a la desregulación de precios en un proceso gradual y paulatino.

https://www.aer.gov.au/retail-markets/authorisations/public-register-of-authorised-retailers-authorisation-applic ations?f%5B0%5D=field accc aer sector%3A4&f%5B1%5D=field accc aer status%3A7

https://www.aer.gov.au/publications/state-of-the-energy-market-reports/state-of-the-energy-market-2018

Disponible en: <a href="https://ipa.org.au/wp-content/uploads/archive/pfampriv.pdf">https://ipa.org.au/wp-content/uploads/archive/pfampriv.pdf</a>

Disponible en:

https://dfat.gov.au/about-us/publications/Documents/deregulation-of-the-energy-industry-australian-experience.

Disponible en: https://consumeraction.org.au/wp-content/uploads/2012/05/DL52.pdf

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

www.isci.cl

Página 40 de 169

<sup>&</sup>lt;sup>36</sup> Disponible en: http://www.demandresponse.com.au/stakeholders/network-companies/

<sup>&</sup>lt;sup>37</sup> Disponible en:

<sup>&</sup>lt;sup>38</sup> El National Electricity Law (NEL) regula el mercado de energía de Australia y le entrega validez al código National Electricity Rules (NER). Permite que los reguladores cumplan sus respectivos roles en cada jurisdicción participante.

<sup>&</sup>lt;sup>39</sup> La comercialización de energía requiere de una licencia diferente a aquella otorgada para cumplir el rol de operador de la red de distribución.

<sup>&</sup>lt;sup>40</sup> Disponible en:

<sup>&</sup>lt;sup>41</sup> Disponible en: <a href="https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2018-06/Final%20Report.pdf">https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2018-06/Final%20Report.pdf</a>

<sup>&</sup>lt;sup>42</sup> El National Competition Policy Review fue llevado a cabo como resultado de las recomendaciones hechas por la *Industry Commission* en 1991.



Mientras que en algunos Estados, la prohibición de entrada de nuevos actores llevó a una falta de alternativas dentro del mercado minorista, con lo que la competencia se encontraba limitada a grandes consumidores (e.g., fundiciones), comerciales e industriales<sup>43</sup>. Con todo esto, los beneficios de la competencia tales como la libertad de elección, los menores precios, y la innovación de productos, fueron los principales gatillantes de la introducción de la competencia en el mercado de retail de energía para pequeños consumidores residenciales y comerciales. Así, los cambios y evolución paulatina de la competencia permitió asegurar a generadores y retailers que el mercado se encontraba en pleno funcionamiento, antes de introducir a los clientes residenciales. Esto también significó que, al integrarse los pequeños mercados al mercado nacional, apareció un número considerable de comercializadores con conocimiento de cómo operar en un mercado, lo que minimizó el riesgo para el mercado y para los negocios individuales, ya que estos tenían mayor claridad de las implicaciones técnicas y comerciales de participar dentro de un mercado de energía. Para alcanzar una transición ordenada a mercados de electricidad totalmente competitivos, el gobierno de Victoria, uno de los Estados precursores en la separación de las actividades de retail y de operación de las redes, estableció la siguiente agenda de cambios que extendería los mercados de comercialización:

- En Diciembre de 1994 se otorgó la opción de elección a clientes con demandas superiores a los 5 MW (cerca de 47),
- En Julio de 1995, esta se extendió a clientes con demandas superiores a 1MW (cerca de 330),
- En Julio de 1996, a clientes con consumos superiores a los 750 MWh/año (cerca de 2.000),
- En Julio de 1998, a clientes con consumos superiores a los 160 MWh/año (más de 8.000),
- Finalmente, a contar de Enero de 2001, todos los consumidores de Victoria, incluidos aquellos residenciales, se encuentran abiertos a la elección de su propio comercializador de electricidad (aproximadamente 2.000.000).

Así, en 2002 los mercados de energía cambiaron al introducirse total competencia (*full retail contestability*) en los mercados de *retail* de electricidad y gas en Estados como Victoria y New South Wales. Bajo un esquema de total competencia y precios regulados, los *retailers* competían con ofertas de mercado, o *market offers*, como alternativas a las *standing offers* reguladas, que imponían tarifas máximas a los precios de electricidad y gas.

Con el tiempo, los desarrollos y avance de los niveles de competencia en el mercado llevaron a varias jurisdicciones del NEM a abrir los mercados de comercialización a la desregulación de precios, la cual ya ha sido implementada en la mayoría de las jurisdicciones para el caso de la energía eléctrica (e.g., Victoria desde 2009, South East Queensland a mediados de 2016.), a excepción de Australian Capital Territory, Tasmania y Regional Queensland. Mientras que el mercado de *retail* de gas se encuentra desregulado en todas las jurisdicciones del NEM.

https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/006ad951-7c42-4058-9724-51fe114cabb6/2017-AEMC-Retail-Energy-Competition-Review-FINAL.pdf

<sup>&</sup>lt;sup>43</sup> Disponible en:



### 4.2.2.1 Remuneración de Redes<sup>44</sup>

El objetivo central del regulador corresponde a la fijación de los ingresos permitidos de las empresas de distribución eléctrica, a partir del cobro de tarifas a comercializadores, por el servicio de transporte por redes de distribución eléctrica. Esto se realiza a través de un proceso periódico, en el que se estiman las utilidades razonables que necesitaría la empresa propietaria de las redes para cubrir sus costos eficientes considerando: operación y mantenimiento; depreciación de los activos; impuestos; y el retorno comercial de sus inversionistas. Para la determinación de dicho retorno permitido a las empresas, el AER define el *Rate of Return* (RoR), también llamado *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), en función de: el valor de los activos de la red, calculado como la *Regulated Asset Base* (RAB), más una estimación de nuevos gastos de capital; y la tasa de retorno que el regulador permite para el capital y deuda utilizado para financiar dichos activos. Así, las utilidades de la red son limitadas para el período regulatorio (típicamente 5 años).

Como parte del proceso de cálculo de remuneraciones permitidas, la empresa dueña de las redes envía una propuesta al AER, fijando el nivel de utilidades que requerirían para asegurar el suministro eléctrico de forma segura y confiable. Dicha propuesta es evaluada y enmendada por el AER, en caso de que este lo crea necesario, en función de pronósticos de costos y costos de referencia, los cuales son estimados a partir de la experiencia pasada. Esto, en un proceso en que se ven comprometidos los *stakeholders*, y con un enfoque cada vez mayor en cómo el negocio de las redes se involucra con sus consumidores en el diseño de la propuesta.

Al completar la revisión de la propuesta de tarificación, el regulador fija el máximo nivel de utilidades que la red puede ganar a partir del cobro a sus clientes<sup>45</sup>. Así, la empresa dueña de la red fija su estructura de precios en función de su base de clientes<sup>46</sup>, la que también es evaluada por el regulador, y monitoreada, con el objetivo de asegurar que estas resultan consistentes con el nivel de utilidades fijado y que se reflejen los costos eficientes anteriormente señalados.

Adicionalmente, cabe destacar que el marco regulatorio permite a las empresas dueñas de las redes eléctricas percibir bonos (o incurrir en penalidades) sobre las utilidades bajo esquemas de incentivos operados por el regulador, similar al caso de Reino Unido. Estos esquemas incentivan: la gestión eficiente de sus gastos operacionales y de capital; mejorar la provisión del servicio en donde los clientes perciben valor (e.g., índices de calidad de suministro); y adoptar esquemas de gestión de de la demanda, y que reducen la carga sobre las redes eléctricas, evitando o postergando inversiones innecesarias.

https://www.aer.gov.au/publications/state-of-the-energy-market-reports/state-of-the-energy-market-2018

www.isci.cl

<sup>&</sup>lt;sup>44</sup> Disponible en:

<sup>&</sup>lt;sup>45</sup> En transmisión, el AER determina un límite sobre las ganancias máximas que puede recuperar una red durante un período regulatorio. En distribución, los límites sobre las ganancias se aplican en todos los Estados a excepción del Australian Capital Territory, donde un límite al promedio de las ganancias relaciona las ganancias de la red a los volúmenes de energía vendida.

<sup>&</sup>lt;sup>46</sup> Tradicionalmente, cada cliente paga un cargo fijo por día, más un cargo por uso basado en el uso real de energía. Estos acuerdos están evolucionando bajo nuevas estructuras de precio, alentando a los consumidores a tomar en consideración como su consumo energético impacta los costos de la red.



# 4.2.2.2 Regulación de Tarifas<sup>47</sup>

Lo consumidores de Australia típicamente se relacionan con comercializadores de electricidad o gas, los que se comprometen al suministro y facturación por la energía entregada. La tarifa recibida por los consumidores refleja una serie de costos relacionados con: (i) el mercado mayorista de generación de energía (enfrentados por los comercializadores), que tienen relación con la compra de energía en el mercado spot, contratos financieros de cobertura, servicios complementarios, cuotas de mercado, y las pérdidas de energía en las redes de transmisión y distribución; (ii) costos regulados por el uso y medición de las redes de trasmisión y distribución, los que son fijados anualmente por la autoridad y traspasados a los consumidores a través de las tarifas de retail de sus comercializadores; (iii) políticas ambientales que tienen relación con, por ejemplo, diferentes programas de Feed-in-Tariff (FIT), eficiencia energética y Renewable Energy Targets (RET); y (iv) costos de la comercialización propios del retail, operacionales y de retorno a sus dueños.

Con todo esto, los comercializadores realizan dos tipos de ofertas a sus clientes, las que se diferencian por sus términos y condiciones contractuales. En primer lugar, las standing offers corresponden a contratos básicos de electricidad con términos y condiciones que se encuentran regulados y que no pueden verse modificados por los comercializadores, pudiendo también encontrarse regulados los precios de este tipo de contratos en algunas jurisdicciones. Por otro lado, las market offers son contratos de electricidad determinados por los propios comercializadores en el mercado competitivo. Estos deben contener un conjunto mínimo de términos y condiciones reguladas (e.g., obligaciones de protección del consumidor). Existen múltiples tipos de tarifas de ofertas de mercados disponibles, las que se encuentran diferencias por su estructura tarifaria, sus incentivos no-monetarios, y la existencia de descuentos en relación a las standing offers. Entre ellas se cuentan:

- Tarifas planas.
- Single/inclining block rate, las que hacen referencia a cargos progresivamente mayores por kWh.
- Control del consumo de agua caliente off-peak.
- Seasonal tariff (SA) o tarifas estacionales.
- Tarifas del tipo *Time-of-Use* (TOU), de día/noche, de cuatro períodos y/o estacionales.
- Tarifas *Pay-as-you-qo* o de prepago.
- Tarifas voluntarias del comercializador del tipo FIT para la generación solar.

#### 4.2.2.3 Comercialización<sup>48</sup>

El mercado de la comercialización o retail es el vínculo que tienen los consumidores y el mercado de electricidad. En este, los consumidores contratan los servicios de un Energy Retailer para tener acceso a la red y comprar electricidad. A su vez, este último gestiona el riesgo de las fluctuaciones de precio en el mercado mayorista de energía, al contratar grandes volúmenes de demanda y generación, ofreciendo contratos a sus clientes que se componen de una serie de cargos, entre los que se incluyen: el acceso a la

https://www.aer.gov.au/publications/state-of-the-energy-market-reports/state-of-the-energy-market-2018

https://dfat.gov.au/about-us/publications/Documents/deregulation-of-the-energy-industry-australian-experience.

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

www.isci.cl

<sup>&</sup>lt;sup>47</sup> Disponible en: <a href="https://www.aemc.gov.au/energy-system/retail/consumers-energy-market">https://www.aemc.gov.au/energy-system/retail/consumers-energy-market</a> Disponible en:

<sup>&</sup>lt;sup>48</sup> Disponible en:



red; el precio de la electricidad; descuentos; y la compra de la generación solar que el consumidor pudiera inyectar a la red.

La introducción de competencia al *retail* fue un proceso complejo, debido a la necesidad de desarrollar requerimientos técnicos y legales que no habían sido necesarios en el pasado. Para proteger a los consumidores de posibles abusos de mercado en un mercado competitivo, se establecieron contratos estándar que establecen condiciones de desconexión y el acceso a la resolución de disputas y facturaciones equívocas, entre otras. Con el tiempo, la necesidad de crear un cuerpo regulatorio único llevó al desarrollo de un *National Energy Consumer Framework*<sup>49</sup>, el que regula la conexión, suministro y venta de energía en el NEM a los pequeños clientes residenciales y comerciales.

A partir de la desregulación total del mercado de *retail* de energía, la competencia ha aumentado de forma considerable, con algunas localidades pasando de tener tan solo 1 proveedor (el gobierno) a 25 proveedores, lo que sin embargo no se ha traducido en una desconcentración del mercado. En New South Wales, por ejemplo, los también llamados *"big three"* - AGL Energy, Origin Energy y EnergyAustralia - concentran cerca de un 90% de los consumidores. Lo anterior ha llevado a la instauración de regímenes de monitoreo del mercado por parte del AER y la AEMC, que observan la satisfacción de los clientes, los márgenes de ganancias de los *retailers*, las tasas de traspaso entre *retailers*, y el número de nuevos productos y servicios ofrecidos a los clientes.

Por último, se ha observado un aumento de los precios enfrentados por los usuarios de forma sostenida desde 1998 (cuando el mercado competitivo inició sus operaciones). Si bien han existido excepciones a la norma, se destaca en el año 2007 un incremento considerable de los precios de electricidad, lo que se puede deber a la necesidad de recuperar las inversiones en las redes de distribución y a los cambios en la política medioambiental nacional, alineados con la firma del Protocolo de Kyoto en el mismo año. Así, la frecuencia de los cambios en las políticas públicas y la necesidad de cumplir con sus obligaciones medioambientales ha llevado a los comercializadores a enfrentar grandes costos y ambientes de inversión de alto riesgo, lo que ha sido transferido tarifas a los consumidores finales. Con todo esto, los precios de electricidad que enfrentan los consumidores han subido en el último tiempo; sin embargo, esto no es atribuible directamente a la apertura a la competencia total del sector de *retail*. Como corolario, tampoco es posible asegurar que una apertura del mercado de comercialización necesariamente resultará en una reducción de los precios totales de suministro para los consumidores.

# 4.2.3 Mecanismos regulatorios para la expansión eficiente y aseguramiento de calidad de servicio

Los mecanismos de incentivo son considerados fundamentales para disponer de una expansión económica eficiente de las redes de transporte de energía. En Australia, parte del proceso regulatorio implica el pronóstico de los requerimientos de inversión eficiente, con lo que las empresas se encuentran obligadas a someter cada uno de sus proyectos de inversión a un *Regulatory Investment Test* (RIT)<sup>50</sup>, con el fin de garantizar que estos sean eficientes, el que requiere una evaluación de la inversión propuesta

<sup>&</sup>lt;sup>49</sup> El National Energy Consumer Framework consiste de la National Energy Retail Law γ el National Energy Retail Rules.

<sup>&</sup>lt;sup>50</sup> Los *tests* son aplicados tanto para redes de transmisión (RIT-T) como de distribución (RIT-D). Disponible en: <a href="https://www.aer.gov.au/system/files/State%20of%20the%20energy%20market%2C%20May%202017%20%28A4%20format%29">https://www.aer.gov.au/system/files/State%20of%20the%20energy%20market%2C%20May%202017%20%28A4%20format%29</a> 1.pdf



frente a alternativas creíbles (incluye opciones fuera de inversiones en las propias redes) en condiciones de igualdad. En cada uno de los *tests*, la inversión propuesta debe ser evaluada bajo un análisis de costo-beneficio, o bien, debe demostrar que dicha solución es la de menor costo, capaz de cumplir con los estándares de confiabilidad y calidad de la red. Para ello, se debe identificar el propósito de una inversión propuesta, demostrando además que se realizó una consulta pública al respecto.

Por su parte, el AER supervisa el cumplimiento de los *tests* y también resuelve las disputas sobre cómo las empresas de la red aplican dichos *tests*. Si bien estas pruebas actualmente se aplican principalmente a los gastos de ampliación, que en los últimos años han representado la mayor parte de las inversiones, los pronósticos más bien planos del crecimiento de la demanda por energía han reducido las nuevas propuestas de inversión<sup>51</sup>. A raíz de esto, el regulador propuso en Junio de 2016 ampliar el alcance de los *Regulatory Investment Test* para cubrir los cada vez más importantes gastos de reposición. El cambio regulatorio, que está siendo analizado por la AEMC, impone nuevos requisitos de información de parte de las empresas para justificar las decisiones de retiro de activos y permitir que las partes interesadas propongan alternativas al reemplazo de los mismos.

Respecto al aseguramiento de la calidad del servicio, el regulador opera un service target performance incentive scheme (STPIS) con el fin de mantener y mejorar el desempeño de las empresas distribuidoras. El esquema se enfoca en la confiabilidad del suministro, el servicio al consumidor y el desempeño del centro de llamadas de la compañía. Un componente de guaranteed service level (GSL) exige que las empresas distribuidoras indemnicen a sus consumidores si su desempeño cae por debajo de un nivel mínimo aceptable. Así, el esquema de incentivos otorga bonos y penalidades financieros de hasta un 5% sobre el retorno que percibe la firma al cumplir o no con las metas de desempeño propuestas. En particular, el Estado de Victoria ha instaurado un esquema de incentivos (bonos y penalidades) con el fin de reducir el número de incendios originados por fallas en las redes de distribución, en zonas y épocas de alto riesgo de incendios.

# 4.2.4 Consideraciones regulatorias para integración de generación distribuida y nuevas tecnologías, y para la libre competencia.

#### 4.2.4.1 Generación Distribuida y Nuevas Tecnologías<sup>52</sup>

A raíz del aumento en los precios de electricidad, la flexibilidad y ofertas tarifarias que privilegian ciertos patrones de consumo, y la reducción de los costos de paneles solares fotovoltaicos, baterías y servicios de gestión de demanda, los consumidores han reconocido el valor de este nuevo tipo de tecnologías DER en la reducción de sus propias cuentas domiciliarias. En Australia, la tecnología solar distribuida ya se encuentra bien establecida. En 2017, ya entre un 23% y 47% de los hogares encuestados contaban con paneles solares, y existió un aumento del 25% en el número de instalaciones solares PV en el NEM. Mientras, la penetración incipiente de baterías en hogares se mantuvo reducida entre un 2% y un 5%, pero con interés de parte de un 25% a 46% de los encuestados de invertir en este tipo de tecnologías dentro de los próximos 12 meses. Finalmente, se cuenta el desarrollo de una serie de productos y

<sup>&</sup>lt;sup>51</sup> En los últimos procesos regulatorios de Australia, los niveles de inversión a nivel de distribución y transmisión han ido descendiendo. Los niveles de inversión eficientes evaluados por la AER son, en promedio, un 22% más bajos que en períodos anteriores, y se estima que en promedio, las empresas estarían invirtiendo AUD \$1.200 MM en redes de transmisión y AUD \$5.000 MM en redes de distribución cada año.

<sup>52</sup> https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2018-06/Final%20Report.pdf



servicios de gestión de demanda, entre los que se cuentan la automatización de la iluminación, calefacción, riego, entre otras, así como la gestión de la generación distribuida, los recursos de almacenamiento y esquemas de respuesta de demanda. A modo de ejemplo, entre 2010 y 2014 el gobierno Australiano financió con AUD \$100 millones el proyecto *Smart Grid, Smart City*, el que testeó una serie de tecnologías de redes inteligentes, recabando información acerca de los beneficios y costos de su implementación, en el que participaron cerca de 30.000 consumidores residenciales<sup>53</sup>. En 2017, la compañía Wattwatchers - especializada en soluciones de monitoreo, análisis y control de circuitos eléctricos en tiempo real por medio de internet - ya contaba con cerca de 20.000 dispositivos de monitoreo y control de dispositivos y cargas eléctricas en hogares de Australia.

Con todo esto, a partir del desarrollo e integración sostenida de DER y las reducciones de costos proyectadas, los subsidios gubernamentales que en el pasado han incentivado la inversión en sistemas solares PV se han visto reducidos en los últimos años. El *Small-scale Renewable Energy Scheme*, el cual proveía de pagos por adelantado por certificados de tecnologías de pequeña escala generados por los sistemas solares PV, acabará en 2030. A su vez, altos niveles de *Feed-in-Tariffs* (FIT) ofrecidas por varios gobiernos han sido discontinuadas, o al menos no se encuentran disponible para nuevos usuarios. Así, los consumidores continuarán recibiendo cada vez menos asistencia en la compra de sistemas solares PV, toda vez que los usuarios ya reconocen el valor del desarrollo e integración de este tipo de tecnologías y otros DER, y se prevé continuarán las reducciones de costo y esquemas tarifarios del tipo *Time-of-Use*, los que proveerán mejores resultados financieros a este tipo de tecnologías de auto-generación y gestión de recursos de demanda.

## 4.2.4.2 Libre competencia<sup>54</sup>

La AEMC ha observado niveles progresivos de competencia en diferentes Estados de Australia. Mercados cuentan con altos niveles de ofertas, marketing, y cambios de comercializadores por parte de los clientes. Las barreras de entradas son relativamente bajas, lo que se evidencia en la entrada regular de nuevos participantes y en la caída, aunque paulatina, de la concentración de la participación de mercado. Sin embargo lo anterior, se ha observado que la competencia en los mercados de comercialización no ha entregado los beneficios esperados a los clientes finales, cuyos niveles de satisfacción han declinado desde Abril de 2018. En la evaluación del nivel de competencia en los mercados de *retail*, se considera relevante observar una serie de indicadores, los cuales se describen a continuación.

• Concentración de mercado: Aún cuando existen más de 30 comercializadores autorizados que suplen pequeños consumos en los Estados del sur y el este de Australia, tres firmas - AGL Energy, Origin Energy y EnergyAustralia (también conocidos como los "big three") - suplen a más del 68% de los pequeños consumidores de energía eléctrica, con Estados como New South Wales en donde la concentración de mercado por parte de estas firmas puede llegar a un 85% entre los consumidores de electricidad. A pesar de esto, en el Estado de Victoria los pequeños comercializadores han tenido un mayor éxito, supliendo cerca de un 40% de los pequeños

<sup>53</sup> Disponible en: https://renewablestocktake.com.au/directory/project-680

<sup>&</sup>lt;sup>54</sup> Disponible en:



consumidores de electricidad, lo que se relaciona con un mercado de *retail* más maduro, en el que los precios de la energía fueron desregulados en 2009.

- Comportamiento de comercializadores e integración vertical: A pesar de la reestructuración del sector en la década de 1990, en donde se separan los rubros mayoristas, de redes y de comercialización, varios retailers y generadores se han integrado en "gentailers". Al encontrarse integrados de forma vertical, las partes involucradas son capaces de enfrentar la volatilidad de los precios en el mercado mayorista, y así tienen menor necesidad de cubrir sus posiciones en los mercados de derivados futuros. Esta estrategia, que puede ser eficiente para el negocio, puede absorber liquidez del mercado de derivados, imponiendo barreras de entrada o a la expansión de comercializadores que no se encuentran verticalmente integrados. Con todo esto, pequeños comercializadores observan barreras de entrada en la regulación de precios, posiciones dominantes de los incumbentes y en la dificultad de acceder a contratos de gestión de riesgos a precios competitivos de electricidad.
- Compromiso de los clientes y actividad en el mercado: En 2017 la AEMC reportó que más de un 90% de los consumidores tenían conocimiento sobre su posibilidad de elegir su *Energy Retailer*. Sin embargo, muchos no participan activamente en el mercado debido a que consideran confuso y difícil la comparación de los diferentes planes y tarifas ofrecidas por los comercializadores.
- Diferenciación de productos y precios competitivos: A pesar del amplio rango de ofertas, en su mayoría se basan principalmente en una estructura de dos partes (un cargo de suministro diario, más un cargo fijo por consumo), y paulatinamente aumentan los planes que consideran diferencias tarifarias según horarios de consumo, así como la integración de generación solar fotovoltaica y sistemas de almacenamiento. Además, muchos de los descuentos ofrecidos de forma condicional requieren del cumplimiento de una serie de términos que usualmente no son satisfechos por los clientes, especialmente aquellos de menos recursos (e.g., pago a tiempo, pago electrónico, etc.), con lo que estos terminan pagando cuentas considerablemente mayores y, por tanto, no perciben beneficios de la competencia en estos mercados. Con todo esto, la variedad de productos y sus estructuras, descuentos y otros estímulos vuelven difícil la comparación entre ofertas de comercializadores, con lo que se ha vuelto necesario para los consumidores contar con sitios web que les permitan manejar el largo y complejo número de ofertas en el mercado.



# 4.3 California

# 4.3.1 Institucionalidad, Estructura de Mercado, Agentes y Roles

El Estado de California cuenta con un total de 11,5 millones de clientes en el sector distribución, de los cuales un 88% corresponde a clientes residenciales, un 11% a clientes comerciales y cerca de un 1% a clientes industriales. El *California Independent System Operator* (CAISO)<sup>55</sup> gestiona anualmente la generación de cerca de 196.963 GWh<sup>56</sup>. En CAISO, la energía y servicios complementarios son co-optimizados en el mercado del día anterior y el mercado de 15 minutos antes, mientras que en el mercado de tiempo real (que ocurre cada 5 minutos) sólo se transa energía. Por otro lado, existe también un *Energy Imbalance Market* (EIM) en el cual participan sólo los operadores de los 14 Estados que conforman el *Western Electricity Coordinating Council*, entre ellos CAISO. En el EIM, los distintos ISOs negocian sus excedentes o déficits de energía con respecto a la demanda, lo cual permite reducir ineficiencias de operación. La matriz energética en California, con una capacidad instalada de 71,8 GW, está compuesta por cerca de un 57,6% por tecnología de gas natural, un 25,1% por tecnologías de generación renovable, un 11,9% por tecnología hidroeléctrica (gran escala), un 3,2% por tecnología nuclear, y un porcentaje menor de participación de tecnologías en base a carbón y diesel, entre otras<sup>57</sup>, como se puede apreciar en la Figura 4.4. a continuación.

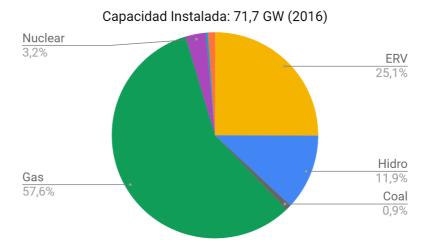


Figura 4.4: Composición de la matriz energética de CAISO

Existen casi 385 mil km de líneas de distribución en California<sup>58</sup>, donde los postes para distribución son también utilizados por sistemas de comunicación y televisión. Este uso conjunto de los postes es tratado

https://phmintl.com/wp-content/uploads/2017/02/2017-02-03-CPUC-Global-Smart-Grid-USTDA-group.pdf

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica
Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

Página 48 de 169

www. isci.cl

<sup>&</sup>lt;sup>55</sup> El CAISO abrió sus dos centros de control en 1998, cuando el Estado de California reestructuró el mercado mayorista de energía eléctrica, como una institución independiente y sin fines de lucro, encargada de gestionar los recursos de generación y de operar las líneas de alto voltaje y de larga distancia que constituyen el 80% del sistema eléctrico de California y una pequeña parte del sistema eléctrico de Nevada, aún cuando los participantes tengan sus propias líneas, facilitando el mercado mayorista de energía eléctrica con cerca de 28 mil transacciones diarias para el balance entre oferta y demanda. Disponible en: <a href="http://www.caiso.com/">http://www.caiso.com/</a>

http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC\_Public\_Website/Content/Utilities\_and\_Industries/Energy\_-\_Electricity\_and\_Natural\_Gas/Cal%20Customer%20Choice%20Report%208-7-18%20rm.pdf

<sup>&</sup>lt;sup>57</sup> Disponible en: <a href="https://businessdocbox.com/Green\_Solutions/76055688-Energy-imbalance-market-overview.html">https://businessdocbox.com/Green\_Solutions/76055688-Energy-imbalance-market-overview.html</a>
<a href="mailto:58">58</a> Disponible en:</a>



a través de contratos privados entre las partes involucradas (*A brief introduction to Utility Poles*, 2014). En California se cuentan una serie de *Load Serving Entities* (LSE), entre las que se cuentan 6 *Investor-Owned Utilities* (IOUs), 38 *Publicly-Owned Utilities* (POUs), 14 *Energy Service Providers* (ESPs), 5 *Community Choice Aggregators* (CCAs), 12 operadores/suministradores de programas *Behind-The-Meter* (BTM), 4 pequeñas cooperativas y un proveedor de carácter federal<sup>59</sup>.

# 4.3.1.1 Institucionalidad

La principal agencia de política y planificación energética de California corresponde a la *California Energy Commission* (CEC). Establecida en el año 1974 por la *Warren-Alquist Act,* se encuentra comprometida a reducir costos económicos e impactos ambientales en el consumo de energía asegurando un abastecimiento seguro, resiliente y confiable. Cuenta con 7 responsabilidades fundamentales: (i) el pronóstico de demanda de electricidad y gas natural; (ii) promover la eficiencia energética; (iii) invertir en innovación relacionada a energía; (iv) el desarrollo de fuentes de energía renovable; (v) avanzar en temas de combustible de transporte alternativo y renovable; (vi) la certificación de plantas térmicas de potencia instalada igual o mayor a 50 MW; y (vii) la planificación y dirección de la respuesta estatal a emergencias en temas energéticos<sup>60</sup>.

Adicionalmente, se destaca el rol de la *California Public Utilities Commission* (CPUC). Establecida en el año 1911 como la comisión de ferrocarriles a través de una enmienda constitucional, se expandió en 1912 la autoridad regulatoria de la agencia para incluir compañías de gas natural, electricidad, telecomunicaciones y agua, además de compañías de ferrocarriles y transporte marítimo. La comisión establece reglas y políticas para las tarifas y servicios de gas natural y electricidad provistos por *utilities* privadas; designa regulaciones y políticas para proteger a los consumidores; asegura que la infraestructura y los servicios son seguros, confiables y asequibles; y crea e implementa políticas con el objetivo del uso de energías limpias<sup>61</sup>.

Por último, a nivel federal, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) es la agencia independiente que regula la transmisión interestatal de electricidad, gas natural, y petróleo; monitorea e investiga los mercados de energía; y se encarga de revisar las propuestas de construcción de terminales de gas natural licuado (GNL) y de conductos de gas natural interestatales, así como de licenciar los proyectos hidroeléctricos; entre otras responsabilidades<sup>62</sup>.

# 4.3.1.2 Estructura de Mercado, Agentes y Roles<sup>63</sup>

El segmento de la distribución eléctrica en California, reformado a partir de la crisis energética que sufrió el Estado a fines de la década de 1990, considera desde los modelos de *utilities* tradicionales, hasta agregadores de demanda, generación distribuida y esquemas de reducción de consumo.

http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC\_Public\_Website/Content/Utilities\_and\_Industries/Energy - Electricity\_and\_Natural\_Gas/Cal%20Customer%20Choice%20Report%208-7-18%20rm.pdf

http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC\_Public\_Website/Content/Utilities\_and\_Industries/Energy\_-\_Electricity\_and\_Natural\_Gas/Cal%20Customer%20Choice%20Report%208-7-18%20rm.pdf

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

Página 49 de 169

www.isci.cl

<sup>&</sup>lt;sup>59</sup> Disponible en:

<sup>60</sup> Disponible en: https://www.energy.ca.gov/

<sup>61</sup> Disponible en: <a href="http://www.cpuc.ca.gov/history/">http://www.cpuc.ca.gov/history/</a>

<sup>&</sup>lt;sup>62</sup> Disponible en: https://www.ferc.gov/about/ferc-does.asp?csrt=2830925028195953017

<sup>&</sup>lt;sup>63</sup> Disponible en:



En primer lugar, se cuentan diferentes tipos de Load Serving Entities (i.e., cualquier proveedor de retail de electricidad), quienes deben contar con sus propios recursos de suministro, o contratarse con otras entidades para asegurar los márgenes de reserva impuestos por el regulador, y entre los que se cuentan: las Investor-Owned Utilities (IOUs), quienes proveen servicios de transmisión y distribución a todos los clientes eléctricos en su territorio de servicios y para todos los otros proveedores y clientes behind-the-meter, pudiendo los clientes recibir o no servicios de generación desde la propia utility, y que hoy sirven a aproximadamente el 58% del consumo Estatal, lo que se espera se reduzca en un 10% al año 2030; las Publicly-Owned Utilities (POUs) o municipal utilities, controladas por un gobierno elegido por los ciudadanos y utiliza financiamiento público, poseen activos en generación, transmisión y distribución, realizan facturación y son financiados a través de fondos públicos, las que en su conjunto, sirven el 27% de los requerimientos de electricidad total de California; los Energy Service Providers (ESPs) o Direct Access, que corresponden a entidades que comercializan servicios eléctricos directamente con cualquier cliente dentro del territorio de servicio de una utility<sup>64</sup>; y por último, los Community Choice Aggregators (CCAs) se refieren a agregadores formados por comunidades locales, los cuales, bajo la ley Estatal, tienen por objetivo la negociación de menores precios de energía para sus miembros, comprometiéndose con la generación de fuentes de energía limpia<sup>65</sup>. Si bien son certificadas y reguladas por la CPUC, pueden establecer sus propias tarifas, programas y protocolos de operación. A diferencia de una POU, tanto los servicios de red como los sistemas de facturación de los clientes del CCA siguen siendo responsabilidad de la IOU correspondiente. Los CCAs están creciendo rápidamente, sirviendo en casi un 5% de las necesidades de electricidad del Estado, con proyecciones de hasta un 14% al año 2030.

En segundo lugar, los consumidores de California cuentan con el programa *Behind-the-Meter* (BTM), en el cual los usuarios tienen la posibilidad de elegir el tipo de recursos y controles que producen o reducen su consumo eléctrico y sus emisiones de carbono, en función de diferentes tipos de *Distributed Energy Resources* (DER), entre ellos vehículos eléctricos, y dependiendo de los sistemas de transmisión y distribución de los diferentes IOUs para la distribución de la energía y respaldo del suministro.

En tercer lugar, existe la posibilidad de establecer microrredes, en donde comunidades de trabajo o viviendas que cuentan con generación a nivel local pueden proveer todos sus requerimientos de energía, sin la necesidad de una interconexión a la red, cuando los costos de inversión y operación lo han permitido. Sin embargo lo anterior, la mayoría de estas se encuentran conectadas a la red de distribución de la *utility* respectiva.

## 4.3.2 Esquema Regulatorio

La crisis energética de California, vivida los años 1998 a 2000, presentó precios extremadamente altos, apagones inesperados y racionamientos programados. Los principales factores que contribuyeron a la crisis fueron los precios de comercialización congelados, restricciones a los contratos de largo plazo, y un

<sup>&</sup>lt;sup>64</sup> Luego de la crisis energética vivida por California a fines de la década de 1990, la capacidad de servicio por parte de los ESPs fue limitada entre un 9% y un 17% de la carga total de las IOUs. Hoy, múltiples negocios buscan la calidad de clientes de "acceso directo", con el fin de acceder a la generación renovable de gran escala costo-eficiente y con ello cumplir metas corporativas de sustentabilidad, por ejemplo.

<sup>&</sup>lt;sup>65</sup> En California, los CCAs entran en contratos directos con generadores en el mercado mayorista, mientras que en otros mercados los CCAs compran energía a través de los proveedores del servicio de retail (*e.g.,* Nueva York, Illinois y Texas).



diseño de mercado fallido para el rol de CAISO y del *Power Exchange*. Otros factores relevantes fueron las altas temperaturas y la baja disponibilidad de recursos hidroeléctricos, la alta demanda eléctrica, generadores demasiado antiguos, la venta de gas natural a terceros, la manipulación del mercado a nivel de comercialización y mayorista, en particular a través de retenciones intencionadas en la oferta de combustibles y en la capacidad de transmisión eléctrica, cotas a los precios en el mercado mayorista, y altos precios del gas natural (Colvin et al., 2018).

Como respuesta a este escenario, en 2001 se declaró estado de emergencia y se entregó atribuciones al *California Department of Water Resources* (DWR)<sup>66</sup>, la cual entró en contratos de suministro eléctrico de largo plazo. Lamentablemente, los contratos fueron ejecutados con precios extremadamente altos, lo que llevó a investigaciones por parte de la FERC. A partir de esta crisis, se creó un mercado híbrido que combinó un mercado mayorista competitivo y abierto con capacidad de IOUs de entrar en contratos bilaterales de corto y largo plazo, además de contar con activos de generación.

Con todo esto, las principales acciones legales ejecutadas en respuesta a la crisis energética se resumen a continuación: (i) prohibición de la venta de generadores de la propiedad de entidades públicas durante algunos años; (ii) restricción de algunas alternativas de proveedor de suministro eléctrico para algunos consumidores; (iii) creación de la *California Power Authority* para construir o comprar generadores; (iv) permisión de que las ciudades agreguen la carga eléctrica de sus ciudadanos y que provean servicios a sus ciudadanos; (v) facilitación de la entrada a contratos bilaterales de largo plazo, y establecimiento de requerimientos de disponibilidad de generación; (vi) autorizaciones para la rápida inserción de generadores térmicos para aliviar déficits de capacidad, y adopción de iniciativas de conservación energética; (vii) se otorga a la CEC la facultad de pronosticar la oferta y la demanda de electricidad. Esto se contrasta con la expectativa de la desregulación, en la cual el mercado proveería señales de precio suficientes para la entrada de nuevos agentes al mercado; (viii) mayor monitoreo a los generadores para evitar retenciones intencionadas de capacidad con el propósito de manipular el mercado; y (ix) se fuerza a las entidades de suministro eléctrico a contar con capacidad de generación apropiada para satisfacer la demanda.

Posteriormente, se aprobó el *Energy Action Plan* en 2003, el que tiene como objetivo asegurar el suministro adecuado, confiable y a precios razonables de electricidad y gas natural. Asentando las bases del mercado eléctrico actual. Los compromisos adquiridos en este plan corresponden a: (i) proveer asesorías imparciales del sector; (ii) asegurar las necesidades energéticas del Estado; (iii) asegurar que las empresas de suministro puedan realizar su labor y mantengan reservas apropiadas; (iv) restaurar la confianza de los inversionistas; (v) desarrollar sistemas de alerta para anticipar potenciales problemas futuros; (vi) trabajar con FERC para prevenir la manipulación del mercado; y (vii) progresar en los objetivos medioambientales y de sustentabilidad.

Con todo esto, el primer principio base regulatorio es el establecimiento de tarifas justas y razonables (i.e., principio de asequibilidad de las tarifas eléctricas), que permitan cubrir los costos asociados al

-

<sup>&</sup>lt;sup>66</sup> El DWR gestiona los recursos, sistemas e infraestructura hídricos de California, incluyendo el *State Water Project* (SWP), de una forma responsable y sustentable. Dentro de sus responsabilidades y quehaceres cuenta la generación eléctrica del SWP, el cuarto mayor productor de energía del Estado, con 5 plantas de generación hidroeléctrica y 4 plantas de generación de bombeo.



servicio. Además, el regulador debe asegurar que las empresas reguladas puedan atraer capital ofreciendo un retorno justo o adecuado a sus inversionistas. Frente a esto, el regulador debe tratar de conciliar tanto los intereses de los consumidores, quienes tienen como principal interés contar con un servicio confiable y las tarifas más bajas posibles, como de las empresas reguladas, quienes tienen como principal interés el máximo retorno posible de su capital invertido.

En segundo lugar, se cuenta el incentivo a la integración de tecnologías renovables y la eficiencia energética, el cual ha sido históricamente otro de los ejes fundamentales de la regulación energética en California. Por un lado, los incentivos a la integración de tecnologías renovables se reflejan en exitosos programas de integración de generación distribuida (e.g., auto-generación y generación solar fotovoltaica) y mecanismos de net metering, desde la década de 1970. En línea con esto, se generó un cargo adicional a las IOUs para financiar programas de investigación en energías sustentables y programas de eficiencia energética y Renewable Portfolio Standard (RPS)<sup>67</sup>. Dichos programas, en lo referente a eficiencia energética, han resultado en que el consumo individual de energía del Estado ha permanecido relativamente plano en comparación al resto de los Estados Unidos, lo que se debe al desacople de las ventas de las distribuidora de los ingresos percibidos por estas, gracias a que el modelo de regulación permite recuperar los costos fijos, incluso si menos energía es demandada por los consumidores con respecto a la proyectada.

El tercer objetivo central de la regulación energética en California es el aseguramiento de la confiabilidad del sistema eléctrico. Algo particularmente relevante después de la crisis del año 2000, a partir de la cual se generaron nuevas regulaciones que impusieron requerimientos de suficiencia de recursos para empresas proveedoras de servicios eléctricos.

#### 4.3.2.1 Remuneración de Redes

El modelo central para la remuneración de redes en California está basado en el modelo cost-of-service, donde la principal fuente de ingresos de las utilities está dado por la tasa de retorno del capital invertido en inversiones (Ghadessi y Zafar, 2017). El proceso de tarificación se lleva a cabo cada 3 años donde cada IOU prepara un General Rate Case (GRC). Estos, son procedimientos utilizados para, por un lado, direccionar los costos de operación y mantención de los sistemas de las utilities, y por otro lado, la asignación de dichos costos de acuerdo a las diferentes clases de clientes. Para las tres mayores IOUs, el GRC está dividido en 2 fases. La Fase I determina el monto total que la utility está autorizada a recolectar (i.e., el revenue requirement), mientras que la Fase II determina la asignación de costos de cada clase de consumidor y el esquema tarifario correspondiente a cada clase. El modelo está diseñado para que las tarifas sean fijadas de tal manera, que la empresa regulada pueda compensar todos sus costos operacionales y costos de capital (Marie et al., 2018).

Para utilities menores, los costos autorizados y la asignación de costos es realizada en solo una fase. La CPUC revisa la información de costos de las áreas de la utility y aprueba el presupuesto para el primer año (año de prueba). Luego, para los años 2 y 3, las decisiones del GRC describen cómo ajustar el presupuesto debido a ciertos factores, como la inflación, entre otros.

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

Página 52 de 169

<sup>&</sup>lt;sup>67</sup> Después de la crisis del año 2000, California impulsó el programa Renewable Portfolio Standard (RPS), el que impuso a las IOUs adquirir energía renovable desde generadores de gran escala. Si para el año 2017 se exigía que el 20% de la energía suministrada estuviese asociada a generación renovable, el programa RPS se aumentó a 33% para el año 2020 y 50% para el 2030 (Renewable Portfolio Standard, 2015).



Con respecto a la Fase I del GRC, el revenue requirement se determina como el monto prudente de ganancia para la utility de manera de proveer un servicio seguro y confiable a los consumidores, sujeto a la restricción de que sean cubiertos los costos de proveer el servicio, incluyendo los costos operacionales y de mantención, impuestos, depreciación y un costo de capital asociado a la inversión. Para determinar dicho costo de capital, el regulador multiplica la inversión neta de los activos de la utility (considerando capital de trabajo) por una tasa de retorno o Rate of Return (RoR) definida. Esta multiplicación resulta en un porcentaje del revenue requirement, que es asignado para el pago a los inversionistas por el uso de capital. Para la obtención de la RoR, se utiliza el modelo Weighted Average Cost of Capital (WACC)<sup>68</sup>, al igual que en el caso del Reino Unido y Australia, que considera una tasa para el inversionista y una estimación de la estructura de capital de la utility, para lo cual generalmente se utiliza la estructura actual.

## 4.3.2.2 Regulación de Tarifas

El diseño de tarifas para los consumidores asociados a las IOUs se fija en la Fase II del GRC (Pacific Gas and Electric Company, 2017). Fijado el revenue requirement, se procede a la asignación de estos costos entre los diversos tipos de clientes asociados a la IOUs: residenciales, comerciales, agricultores y alumbrado público. Después de que se realiza la asignación a cada tipo de cliente, las IOUs proponen diseños de tarifas para cada tipo de cliente, tomando en consideración la estabilidad en la recolección de ingresos, incentivos para conservar electricidad y el precio asignado a la tarifa. Al igual que en el resto de la regulación en California, el proceso se basa en la revisión y aprobación de la propuesta de tarifas por parte de las IOUs, lo que puede resultar en la eliminación o proposición de nuevas tarifas.

Las utilities proponen costos marginales asociados a la generación, transmisión, distribución y acceso al cliente. Con respecto al costo marginal asociado a la generación, este incluye un costo marginal en relación con la energía y otro a la capacidad, siendo el costo marginal de generación total la suma de los dos costos marginales mencionados. El costo marginal de transmisión representa el costo marginal asociado con los proyectos diferibles, en el caso en que el crecimiento incremental es menor que los requerimientos de la capacidad de transmisión. El costo marginal de la capacidad de distribución representa el costo marginal de los proyectos que proveen capacidad de distribución incremental para servir un crecimiento de demanda en el sistema. El costo marginal de acceso al cliente representa el costo asociado con el transformador del cliente, los conductores necesarios, el medidor y servicios asociados (e.q., mantención del medidor). Los costos marginales son usados para el diseño de tarifas incluyendo cargos fijos, por demanda y volumétricos (Pacific Gas and Electric Company, 2017).

Adicionalmente, cabe destacar que en California existen subsidios a consumidores, a través del programa California Alternate Rates for Energy Program (CARE), que permiten reducir el costo asociado a la tarifa eléctrica. Consumidores asociados a los programas CARE reciben descuentos entre un 20% y 35% en su cuenta de electricidad. La aplicabilidad de participación en este tipo de programas requiere la

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

www.isci.cl

<sup>&</sup>lt;sup>68</sup> El modelo WACC se define en base a, por un lado, los porcentajes de la deuda, del patrimonio y de las acciones preferentes, y por otro lado, al costo de la deuda, de patrimonio y de las acciones preferentes. Por lo tanto, su cálculo requiere estimar los costos de cada dimensión y la estructura de capital de la utility, para lo cual generalmente se utiliza la estructura actual.



justificación de ingresos familiares bajo umbrales predeterminados, o que algún miembro familiar participe en algún programa de asistencia social.

#### 4.3.2.3 Comercialización

La crisis del año 2000 en California puso un freno al desarrollo de comercializadores, resultando en que gran parte de los clientes en la actualidad están asociados a IOUs. Solamente un pequeño porcentaje de clientes no residenciales tuvieron la posibilidad de participar en programas de elección de su proveedor de energía. Sin embargo lo anterior, en el año 2003 se generó la posibilidad del surgimiento de CCAs, los que resultan en una opción atractiva para comunidades que buscan un mayor control local sobre sus recursos eléctricos, mayores porcentajes de participación renovable que las ofrecidas por las utilities correspondientes, y/o menores precios de electricidad. Al agregar demanda, las comunidades obtienen mejores posiciones en la negociación por mejores tarifas con suministradores competitivos y la elección de fuentes de energía más limpias.

Dentro de los principales beneficios que perciben los clientes que forman parte de un CCA se cuentan la reducción de los precios de electricidad en comparación a los precios residenciales del retail, entre un 15% y 20%, gracias a la capacidad colectiva de compra de comunidades enteras y las actuales dinámicas de mercado. Así, los clientes continúan recibiendo su cuenta de electricidad por parte de su utility local, de la cual siguen recibiendo el servicio de suministro y mantención de las redes, pero con un cambio en la fuente y precios por la generación eléctrica, producto del cambio de proveedor. Con todo esto, dentro de las principales ventajas de pertenecer a un CCA se cuentan: las potenciales reducciones en los precios de electricidad<sup>69</sup>; la posibilidad de transitar rápidamente a fuentes de generación menos contaminantes; un control local de la generación de electricidad que pueda responder a metas económicas y ambientales; expandir la capacidad de elección de los consumidores; y promover fuentes de trabajo locales y el desarrollo de energía renovable<sup>70</sup>.

Sin embargo lo anterior, también existen una serie de desafíos que aún no han sido resueltos: aún la implementación de los CCAs depende de legislaciones estatales que los respalden y adecuen a las realidades particulares de cada localidad; altos costos de administración; cláusulas de entrada y de salida de los programas pueden resultar confusas para consumidores; y el potencial de retroceso por parte de las utilities en Estados regulados tradicionalmente, las que enfrentarían una nueva competencia por parte de los CCAs. En Estados reestructurados, donde existe una diferenciación clara en los roles de generación y distribución, el rol de distribución de las utilities se encuentra claramente establecido y existe una competencia virtuosa en el suministro de retail. Mientras, en Estados parcialmente o no-reestructurados, de mercados mayoristas y donde las utilities mantienen posiciones monopólicas en la compra de energía, su reacción no ha sido positiva frente a la aparición de CCAs, los que ponen en juego su control monopólico de compra y venta en el mercado de energía<sup>71</sup>. Con todo esto, en ambos

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

Página 54 de 169

<sup>&</sup>lt;sup>69</sup> La figura de un CCA se encuentra instaurada en los Estados de CA, IL, OH, MA, NJ, NY, RI y VA, siendo estudiada por otros Estados. Tanto en California como en Illinois, se encuentran habilitadas para desarrollar proyectos de generación y contratos de energía. Mientras, en Estados como Ohio incluso han habilitado la agregación de gas. En conjunto, en los Estados Unidos los CCAs han generado ahorros de entre un 2% y 20%, dependiendo de las condiciones de mercado y disponibilidad de recursos, con índices de abandono de este tipo de programas de entre un 3% y 8%. Disponible en: http://leanenergyus.org/what-is-cca/

<sup>&</sup>lt;sup>70</sup> Disponible en: <a href="https://www.epa.gov/greenpower/community-choice-aggregation">https://www.epa.gov/greenpower/community-choice-aggregation</a>

<sup>71</sup> Disponible en: http://leanenergyus.org/what-is-cca/



esquemas las utilities retienen la propiedad, gestión, mantención y facturación por las infraestructuras de transmisión y distribución.

# 4.3.3. Mecanismos regulatorios para la expansión eficiente y aseguramiento de calidad de servicio

La expansión eficiente de la distribución en las redes de California está garantizada mediante la revisión del GRC por parte del regulador, y el sometimiento de los mismos a escrutinio público mediante los public hearings. Adicionalmente, se destaca la publicación de la Public Utilities Code Section 769, la que requirió por parte de las utilities exponer planes de modernización del sistema/red con el compromiso de sus stakeholders, y por parte de la CPUC el revisar y aprobar, o modificar y aprobar, cada una de las propuestas, según fuese apropiado con el fin de minimizar los costos promedio del sistema y maximizar los beneficios a los consumidores de la inversión en DERs (CPUC, 2019). La legislación de California establece una serie de medidas, entras las que se destacan: la necesidad de llevar a cabo análisis de capacidad de integración de DERs, su beneficio localizado dentro de las redes de distribución, y la consideración de alternativas costo-efectivas diferentes al reforzamiento o inversión en nuevas líneas, entre otras medidas (LBNL, 2017).

Respecto al aseguramiento de la calidad de servicio, las IOUs deben reportar anualmente las mediciones referentes a duración y frecuencia de interrupciones de suministros. Reportes anuales de confiabilidad de las distribuidoras incluyen: (i) la duración y frecuencia de interrupciones utilizando los índices System Average Interruption Duration Index (SAIDI), System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) y Momentary Average Interruption Frequency Index (MAIFI), con y sin la consideración de eventos mayores durante los últimos 10 años; (ii) los 10 eventos de interrupción de mayor duración basado en minutos excluyendo eventos de fuerza mayor como emergencias, eventos climáticos mayores o desastres que hayan afectado a más del 10% de los consumidores; y (iii) circuitos que hayan experimentado más de 12 interrupciones en el año de reporte.

# 4.3.4. Consideraciones regulatorias para integración de generación distribuida y nuevas tecnologías, y para la libre competencia.

#### 4.3.4.1 Generación Distribuida y Nuevas Tecnologías

California ha sido un ejemplo respecto a la integración de generación renovable, distribuida, programas de eficiencia energética y nuevas tecnologías. La rápida transición se sustentó de manera relevante por la implementación de incentivos en términos de requerimientos para las IOUs, y la generación de condiciones de mercado para el desarrollo de proyectos que permitieron de manera efectiva la penetración de generación solar distribuida, almacenamiento y programas de respuesta de demanda. En esta línea, se destacan la instauración de tarifas diferenciadas del tipo TOU, que incentivan a los consumidores a cargar fuera del horario punta, y la prueba de programas piloto para demostrar conceptos como el Vehicle-to-Grid (V2G), en donde flotas de vehículos eléctricos entregan recursos a la red gracias a la instalación de infraestructura habilitante de carga de vehículos eléctricos<sup>72</sup>.

Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final Página 55 de 169

www.isci.cl

<sup>&</sup>lt;sup>72</sup> Hasta el año 2018, el regulador en California ha autorizado alrededor de USD \$1 billón para la implementación de infraestructura de carga para vehículos eléctricos a nivel residencial, vehículos comerciales y transporte público. Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica



La tarifa *Net Energy Metering* (NEM) 2.0 entró en vigencia a fines de Enero de 2016<sup>73</sup>, con el objetivo de contar con una regulación que permitiera el continuo desarrollo de la generación solar distribuida en techos de hogares, pero que este fuera costeado de manera justa para todos los contribuyentes, sin proporcionar subsidios cruzados (Lowder et al., 2017). Esta conserva las componentes más significativas de la tarifa original NEM 1.0, es decir, no reduce la tarifa de compensación por abajo de la tarifa minorista completa y requiere de una *utility* para acreditar todo exceso de generación.

Sin embargo, sí se introducen algunos cambios que pueden afectar la economía de la GD solar fotovoltaica, incluyendo cargos por interconexiones y la transición a tarifas del tipo *Time-of-Use* (TOU) para clientes con GD solar. La nueva tarifa no cambió el mínimo de la cuenta del estándar de USD \$10 establecido en la *Assembly Bill 327*, y prohíbe la aplicación de cualquier cargo fijo o de demanda adicional de una *utility* hasta que la CPUC haya analizado el impacto a los contribuyentes residenciales. Otro cambio en la economía de la GD fotovoltaica en California viene del "aplanamiento" programado de los niveles de usuarios. La nueva estructura pasaría de 4 a 2 niveles de uso<sup>74</sup>, y reducirá anualmente la prima que los usuarios ubicados en los niveles más altos pagan sobre los usuarios de los niveles más bajos<sup>75</sup>. Este proceso desplazará gradualmente a los usuarios de alto consumo a bloques de menores tarifas, reduciendo potencialmente las cuentas de electricidad y el valor que la energía solar puede proveer. Más aún, en 2017 California designó la categoría "super usuario", que incluye a los clientes que consumen 400% de la línea base del Estado de California, y cuya prima por cargos de electricidad incrementa cada año hasta 119% en 2019, cuyos usuarios sin embargo puede recibir beneficios económicos, como instalaciones solares instaladas con tarifa NEM.

#### 4.3.4.2 Libre competencia

Actualmente, la gran mayoría de los consumidores en California se encuentran asociados a *utilities* reguladas. Lo anterior, producto de las medidas regulatorias tomadas después de la crisis de California, las que pusieron freno a la comercialización masiva en California. Sin embargo, la masificación de nuevas tecnologías de DER y posibilidades de elección para los consumidores han impactado el nivel de demanda de las IOUs y generado las condiciones para reabrir la discusión sobre transitar a un modelo donde los consumidores tengan mayor control acerca de la forma de obtener su servicio eléctrico. Con el crecimiento de estas nuevas tecnologías, se espera que aproximadamente el 25% de la demanda actual de las IOUs será satisfecha por alguna de estas opciones para fines del 2018, proporción que se espera siga en aumento de manera relevante, lo que ha reabierto la discusión respecto a la posibilidad de elección de los consumidores en California, manteniendo a las IOUs como responsables de la operación confiable de las redes de distribución. Estos elementos se espera continúen impactando el rol de las *utilities* tradicionales en el balance y suministro de la demanda de los clientes, en desmedro de los nuevos agentes de mercado como CCAs, ESPs, y nuevas soluciones desde la integración de DER. Sin

<sup>&</sup>lt;sup>73</sup> El programa fue adoptado el 28 de Enero de 2016. La nueva tarifa se implementó según lo que ocurriera primero: que la *utility* alcanzara su capacidad de *net metering* original (5% de la demanda *peak* agregada de sus consumidores), o el 1 de Julio de 2017. Disponible en: <a href="http://www.cpuc.ca.gov/general.aspx?id=3800">http://www.cpuc.ca.gov/general.aspx?id=3800</a>

<sup>&</sup>lt;sup>74</sup> En la estructura previa de niveles en California, se tenían 4 bloques de uso, segmentados por niveles de uso, con el nivel 3 y 4 de usuarios pagando tarifas de exceso de USD \$0,25/kWh y la más alta de USD \$0,31/kWh por la electricidad usada que sobrepasara un cierto porcentaje de la línea base. De aquí, que los clientes de las *utilities* ubicados en dichos niveles fueran quienes pudieran ser más beneficiados por generación distribuida solar en términos económicos.

<sup>&</sup>lt;sup>75</sup> Si en 2016, el nivel más alto pagaba 76% más que el nivel más bajo por consumir sobre 200% de la línea de base establecida, se espera que en 2019, la prima corresponderá al 25%.





embargo lo anterior, las IOUs mantendrán su responsabilidad de operar las redes de forma segura y confiable.

Página 57 de 169 www. isci.cl



# 4.4 Discusión de Mercados de Referencia

Una vez revisado en detalle las diferentes estructuras, remuneración y diseño de tarifas de los distintos mercados de referencia, es importante realizar una comparación y discusión sobre los aspectos claves y fundamentales en los diseños de mercado de Reino Unido, Australia y California. A continuación, se presenta una tabla resumen en que se presentan las principales características de las distintas experiencias internacionales revisadas.

Tabla 4.1. Tabla resumen de la experiencia internacional.

Campo de Comparación	Reino Unido	Australia (NEM)	California	Chile
Esquema Regulatorio	Output-Based Regulation	Performance-Based Regulation	Rate-of-Return con elementos de Performance-Based Regulation	Incentive-Based Regulation
Método de Valorización	Valorización de Planes de Negocio	Valorización de Planes de Negocio	Valorización de Planes de Negocio	Empresa Modelo Sin Legado
Responsabilidad sobre planificación	Empresa Distribuidora	Empresa Distribuidora	Empresa Distribuidora	Empresa Distribuidora
Apertura del mercado de <i>retail</i> (fecha de liberalización)	Comercializadores	Comercializadores	Comercializadores limitados (Community Choice Aggregators)	Empresa Distribuidora
Número de comercializadores	69	73	14 (5 Community Choice Aggregators)	0
¿Quién factura?	Comercializadores	Comercializadores	Empresa Distribuidora	Empresa Distribuidora
Kilómetros de líneas	840.000 km <sup>77</sup>	735.000 km <sup>78</sup>	385.000 km <sup>79</sup>	162.000 km <sup>80</sup>
Número de clientes	29 MM	9 MM	11.5 MM	6.3 MM
Consumo per cápita	4.683 kWh/año <sup>81</sup>	9.326 kWh/año	6.536 kWh/año <sup>82</sup>	4.055 kWh/año

http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC\_Public\_Website/Content/Utilities\_and\_Industries/Energy\_-\_Electrici ty\_and\_Natural\_Gas/Cal%20Customer%20Choice%20Report%208-7-18%20rm.pdf

https://phmintl.com/wp-content/uploads/2017/02/2017-02-03-CPUC-Global-Smart-Grid-USTDA-group.pdf

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

Página 58 de 169

<sup>&</sup>lt;sup>76</sup> Disponible en:

<sup>&</sup>lt;sup>77</sup> Disponible en: https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E12\_el-t&d\_KV\_Apr2014\_GSOK.pdf

<sup>&</sup>lt;sup>78</sup> Disponible en: <a href="https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM">https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM</a>

<sup>&</sup>lt;sup>79</sup> Disponible en:

<sup>&</sup>lt;sup>80</sup> Disponible en: https://www.electricas.cl/wp-content/uploads/2017/05/BOLETIN 09.pdf

<sup>&</sup>lt;sup>81</sup> Datos para Reino Unido, Australia y Chile. Disponible en: https://www.worlddata.info/

<sup>82</sup> Disponible en: https://www.energy.ca.gov/almanac/electricity\_data/us\_per\_capita\_electricity.html



Dentro de la estructura de mercado, nos encontramos con que los mercados de referencia de Australia y Reino Unido realizan la separación entre el segmento de redes de distribución y la comercialización, siendo el segmento de redes calificado como un monopolio natural y regulado, mientras que en el segmento de comercialización se implementan mercados competitivos con bajas barreras de entrada (a excepción de dos estados de Australia en que la comercialización aún se encuentra regulada). Además, en principio una empresa privada puede participar en más de un segmento del mercado, sin embargo el regulador se encarga que no exista distorsión de la competencia de algún sector del mercado. En los mercados con comercialización desregulada, el regulador se limita a establecer criterios para la relación de los comercializadores con el consumidor final. En el caso de Australia, que cuenta con dos Estados regulados, las tarifas son fijadas de manera que el comercializador pueda recuperar los costos en los que un comercializador eficiente debiera incurrir. En el caso de California, si bien existen ciertas formas de comercializador como el CCA y ESP, la comercialización no es un mercado completamente abierto y competitivo. A pesar de lo anterior, actualmente se realiza una revisión del denominado *Customer Choice*, donde se evalúa la apertura del mercado de comercialización a consumidores de menor tamaño.

Con respecto a la remuneración de las redes de distribución, Reino Unido, varios estados de Australia, y California implementan un *revenue-cap* correspondiente al periodo de control (8, 5 y 3 años respectivamente) que considera costos de operación y mantenimiento, depreciación, impuestos y costo de capital. En este contexto, el cálculo adecuado del costo de capital, y su fijación *ex-ante*, son factores clave para incentivar las inversiones eficientes dentro del segmento de redes de distribución. En Australia, Reino Unido y California se utiliza la metodología WACC para el cálculo de la tasa de retorno sobre el capital, en la cual se considera la estructura de capital de la empresa en términos de deuda y capital privado, mientras que el modelo CAPM es utilizado como tasa de retorno para el capital privado.

Con respecto a las tarifas por redes de distribución, el revenue-cap es un input para el diseño de tarifas, el cual tiene como base tarifas de dos etapas, cargo fijo y volumétrico, para consumidores residenciales y cargos por demanda para consumidores de mayor tamaño. Cabe destacar que Reino Unido no tiene una metodología fija para el cálculo de tarifas, por lo que cada empresa distribuidora tiene la libertad de proponer su propio diseño tarifario al regulador (Ofgem), sin embargo, la mayoría de las distribuidoras aplica el diseño de tarifas propuesto por el regulador. Cabe mencionar que el modelo de Reino Unido considera IDNOs (operadores de red independientes) dentro de las DNOs (operadores de red). Las IDNOs son de dimensiones más pequeñas que las DNOs y sus tarifas se fijan en función de las tarifas cobradas por los DNOs (dentro de un cierto rango), por lo que las IDNOs tienen incertidumbre con respecto a los cobros a los consumidores. Por otro lado, en California las empresas distribuidoras deben entregar una propuesta de sus costos marginales de los diversos segmentos de red de manera que a partir de éstos el regulador diseñe tarifas que cubran sus costos respectivos. En términos de la tarifa final de suministro ofrecida por comercializadores a sus clientes, un aspecto destacable de la regulación en Australia se refiere a la implementación de herramientas de información y comparación que permiten a los consumidores contar con mejores herramientas para el ejercicio efectivo de su libertad de elección, a partir principalmente de la comparación las distintas alternativas de suministro eléctrico en el mercado.

En relación a mecanismos de incentivo adicionales de cada mercado de referencia, Australia y Reino Unido cuentan con un diseño de premios y penalizaciones que afectan la remuneración de redes en función del cumplimiento de métricas de interés pre-establecidas. Adicionalmente, se encuentra dentro de las atribuciones del CPUC en California el aprobar esquemas de incentivo a las IOUs a partir de sus



General Rate Cases, como por ejemplo incentivos a mejora en indicadores de calidad de suministro. En el mercado de Reino Unido además se consideran ingresos ajustables por desempeño en función de la entrega de diversos resultados, no sólo limitados a indicadores de calidad de suministro sino que también calidad comercial, calidad de servicio en nuevas conexiones, e incluso incentivos asociados a la innovación tecnológica en redes de distribución. Cabe destacar que los mecanismos e incentivos propuestos por el esquema de Reino Unido han permitido mejorar diferentes índices de desempeño como reducción de número y duración de las interrupciones, reducciones de costos, mejor evaluación de desempeño de los operadores de red por parte de consumidores y la integración de más de 11,4 GW de generación distribuida.

En el contexto de la integración de generación distribuida y nuevas tecnologías, se observa que los tres mercados de referencia estudiados están desarrollando mecanismos de incentivo y control para enfrentar el nuevo paradigma de las redes inteligentes. Como se mencionó en la revisión, tanto Reino Unido como Australia han implementado mecanismos de Feed-in-Tariff (FIT) que asegura un precio o tarifa especial para la generación de tipo renovable y que ha sido utilizada por los consumidores que poseen generación distribuida. Sin embargo, Australia ha cesado éste esquema y los ha sustituido por ofertas de mercado de comercializadores a precios no regulados, las cuales tienden a ser ofertas más bajas que las tarifas FIT. En el caso de California, el año 2016 se puso término al California Solar Initiative (CSI) General Market Program, debido a que la baja significativa de los costos de inversión no hace necesaria la aplicación de incentivos directos. Consumidores con sistemas fotovoltaicos son elegibles para el programa de net metering que les permite recibir pagos por sus excedentes, valorizados a la tarifa de comercialización. Finalmente, en California se establece una tarifa mínima a pagar por los consumidores con generación distribuida, con el objetivo de remunerar el uso de la red de distribución. Además, existe el objetivo de la integración eficiente de vehículos eléctricos a la red de distribución, incluyendo la infraestructura, almacenamiento y respuesta de demanda. Como ejemplo de respuesta de demanda, California ha implementado tarifas de tipo Time-of-Use (TOU) para entregar incentivos a los consumidores para cargar fuera de los horarios punta. Otros factores que han afectado el desarrollo de la generación distribuida han sido subsidios indirectos, como el caso de Reino Unido que obliga a comercializadores adquirir una meta mínima de energía renovable para el suministro de sus clientes.

En relación con la expansión de la red de distribución, con distintos matices, los 3 mercados de referencia revisados contemplan el desarrollo de un plan de negocios para el periodo de control de precios, el que es revisado por el regulador para establecer la remuneración permitida en el periodo. Al mismo tiempo, el plan de negocios debe ser observado por distintos *stakeholders* a partir de procesos formales de escrutinio abiertos a la comunidad. Adicionalmente, Australia cuenta con una serie de tests de pertinencia y eficiencia de las inversiones con el fin de garantizar la conveniencia de las inversiones consideradas en el plan de desarrollo.

Un aspecto clave que es necesario destacar es la transición paulatina hacia la liberalización del mercado de comercialización en Australia. Como se explicó anteriormente, este fue un proceso gradual que comenzó en el año 2002 con el Estado de Victoria y NSW, y que desde el año 2016 solo tiene dos Estados donde el mercado sigue siendo regulado. Un resultado importante de la desregulación del mercado australiano es el interés mostrado por parte de los inversionistas privados que se ve reflejado por la gran cantidad de agentes que ha atraído el mercado minorista (*Australian Energy Market Commission*, 2018).



### 4.4.1. Desregulación de la comercialización

Dentro de la estructura de mercado, nos encontramos con que los mercados de referencia de Australia y Reino Unido realizan la separación entre el segmento de redes de distribución y la comercialización, siendo el segmento de redes calificado como un monopolio natural y regulado, mientras que en el segmento de comercialización se implementan mercados competitivos con bajas barreras de entrada (a excepción de los Estados de Australian Capital Territory, Tasmania y Regional Queensland en Australia, en los que la comercialización aún se encontraba sujeta a la regulación de precios al año 2017). Además, en principio una empresa privada puede participar en más de un segmento del mercado, sin embargo el regulador se encarga que no exista distorsión de la competencia de algún sector del mercado. En los mercados con comercialización desregulada, el regulador se limita a establecer criterios para la relación de los comercializadores con el consumidor final. En el caso de Australia, que cuenta con dos Estados regulados, las tarifas son fijadas de manera que el comercializador pueda recuperar los costos en los que un comercializador eficiente debiera incurrir. En el caso de California, si bien existen ciertas formas de comercializador como el CCA y ESP, la comercialización no es un mercado completamente abierto y competitivo. A pesar de lo anterior, actualmente se realiza una revisión del denominado Customer Choice, donde se evalúa la apertura del mercado de comercialización a consumidores de menor tamaño.

Con el fin de profundizar en los beneficios y desafíos que representa la liberalización de la comercialización en el segmento de distribución, a continuación se presentan experiencias en los Estados Unidos, Estados Miembros de la Unión Europea (UE), y la perspectiva de países del Medio Este y el Norte de África respecto a la desregulación del sector.

#### 4.4.1.1. Estados Unidos

En los Estados Unidos, el llamado retail electricity choice permite a los consumidores finales (i.e., industriales, comerciales y residenciales) comprar electricidad a comercializadores en mercados competitivos. Al año 2017, 13 Estados y el Distrito de Columbia contaban con mercados de retail totalmente reestructurados, mientras que otros han suspendido el acceso a este tipo de mercados, luego de la crisis energética de California en los años 2000 y 2001. En todos los Estados reestructurados, la participación de los comercializadores en los mercados de retail ha aumentado desde 2007, donde programas de Community Choice Aggregation se estiman han incentivado su crecimiento en Estados como Ohio, Illinois y Massachusetts<sup>83</sup>. Y, si bien existen experiencias en Estados como Ohio e Illinois, en donde la participación de consumidores dentro de residential retail choice programs ha disminuido en años recientes<sup>84</sup>, estas han tenido relación más bien con eventos climáticos extremos (i.e., el "Vórtice Polar" de 2014) que han llevado a condiciones de mercado desfavorables<sup>85</sup>, los que produjeron sobrecostos de operación que luego amenazaron con ser transferidos a las tarifas finales de los consumidores, por parte de grandes comercializadores de energía expuestos a dichos riesgos dentro del mercado mayorista.

El esquema fue implementado con la esperanza de que un aumento en la competencia del sector resultase en menores precios, mejoras en la calidad del servicio, y la oferta de productos innovadores<sup>86</sup>

<sup>83</sup> Disponible en: http://www.ncsl.org/Portals/1/Documents/energy/energy\_markets\_SSergici\_present\_32498.pdf

<sup>&</sup>lt;sup>84</sup> Disponible en: <a href="https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=37452">https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=37452</a>

<sup>&</sup>lt;sup>85</sup> Disponible en: <a href="https://www.cleveland.com/business/2014/06/firstenergy\_solutions\_polar\_vo.html">https://www.cleveland.com/business/2014/06/firstenergy\_solutions\_polar\_vo.html</a>

<sup>&</sup>lt;sup>86</sup> Disponible en: <a href="https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68993.pdf">https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68993.pdf</a>



. Sin embargo lo anterior, el desempeño y efecto que este esquema ha tenido en los precios de *retail* de energía resulta particularmente difícil de medir, toda vez que este impone nuevos costos relacionados con la medición y facturación a clientes, y depende de una serie de factores (*e.g.*, variaciones respecto al mercado mayorista, el perfil de demanda de los consumidores, condiciones de punta y valle del sistema, costos de marketing, y duraciones de contratación, entre otros), así como de la competencia real que se genere dentro de los mercados reestructurados. Por lo demás, se estima que la liberalización de los mercados sirva de mejor manera las preferencias individuales de los clientes, aumentando la cantidad de productos y servicios ofertados, y fomentando la rápida innovación tecnológica (*e.g.*, integración de energías limpias, esquemas de respuesta de demanda, nuevas estructuras de precios, y servicios adicionales).

En primer lugar, respecto al efecto que ha tenido la reestructuración de los mercados en los precios residenciales de *retail*, el caso particular de Texas es de especial interés, donde se ha observado una disminución considerable de estos precios en los últimos años. El Estado cuenta con el mayor número de consumidores residenciales dentro de *residential retail choice programs*, alcanzando alrededor de un 87% de sus consumidores residenciales en 2017, y con el mercado de *retail* más competitivo dentro de los Estados Unidos, con 109 comercializadores en operación dentro del *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) en Septiembre de 2016, y 97 productos con energías 100% renovables<sup>87</sup>. Desde la implementación de la desregulación en 2002, los precios residenciales promedio han subido en el largo plazo tanto para zonas desreguladas como reguladas, entre otras razones, debido al aumento de los costos de transmisión y distribución de energía, que contribuyen a las tarifas totales en ambos tipos de esquemas. Y, si bien las zonas desreguladas se han encontrado consistentemente enfrentadas a costos promedio mayores en comparación a zonas reguladas, la brecha existente entre los precios de ambos tipos de áreas se ha reducido precipitadamente a lo largo de la última década, encontrándose hoy en su punto más bajo desde el inicio de la desregulación, y con cada vez más usuarios teniendo la posibilidad de acceder a acuerdos de menores costos que aquellos presentes en zonas sin desregulación.

Por otro lado, y si bien el precio promedio del *retail* de energía tiende a ser más volátil en mercados reestructurados competitivos, en New England<sup>89</sup> los precios del mercado de *retail* han demostrado mantenerse estables en comparación con los costos del mercado mayorista<sup>90</sup>, los que se ven influenciados por factores como el clima, la demanda, los costos de transmisión, el mix de generación, y planes de respuesta de demanda, entre otros factores<sup>91</sup>. Y, si bien los precios de la energía han aumentado en los últimos años, se estima que esta alza tiene mayor relación con el aumento en la componente de suministro de la energía, relacionada con las inversiones en transmisión y distribución, que con la componente de energía propiamente tal, la que se estima siga la tendencia a la baja de los costos observada en el mercado mayorista.

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

<sup>&</sup>lt;sup>87</sup> Texas también cuenta con un *provider of last resort* (POLR) designado, como un proveedor de servicio de respaldo en caso de que algún cliente que, en la búsqueda de un nuevo proveedor, se vea arriesgado a una falta de suministro. Los precios de estos POLRs se encuentran diseñados relativamente caros, de modo de asegurar que la *utility* incumbente pueda sortear la volatilidad del mercado mayorista, y de incentivar la transición por parte de los usuarios al mercado competitivo.

<sup>&</sup>lt;sup>88</sup> Disponible en: <a href="https://tcaptx.com/reports/snapshot-report-electricity-prices-texas-april-2018">https://tcaptx.com/reports/snapshot-report-electricity-prices-texas-april-2018</a>

<sup>&</sup>lt;sup>89</sup> Nueva Inglaterra es una región del noreste de los Estados Unidos, que comprende los estados de Maine, Vermont, Nuevo Hampshire, Massachusetts, Connecticut y Rhode Island.

<sup>90</sup> Disponible en: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=37415

<sup>&</sup>lt;sup>91</sup> Disponible en: <a href="https://electricityplans.com/texas-electricity-rates-increase-2019/">https://electricityplans.com/texas-electricity-rates-increase-2019/</a>



En segundo lugar, respecto al efecto que ha tenido la reestructuración en la calidad del servicio, se cuentan casos en Estados en los que, a diferencia de Texas, la conformación de comercializadores en otros Estados carece de requerimientos financieros, a la vez que estos no se encuentran sujetos a muchas reglas, regulaciones ni penalidades, lo que ha impedido la prevención de prácticas engañosas y sobrecargos, producto de la complejidad y ambigüedad de los términos de contratación y tarificación. Todo esto ha llevado a fiscales generales de múltiples Estados a tomar la posición de que el retail choice ha dañado a los clientes, imponiendo penalidades e incluso recomendado la restricción y/o fin del servicio de comercializadores en Massachusetts, New York, Illinois, Maine, Pennsylvania y New Jersey<sup>92</sup>.

En tercer lugar, y a pesar de la incertidumbre respecto a su efecto en los costos de retail, la competencia ha incentivado: por un lado, la innovación en eficiencia energética, esquemas de respuesta de demanda, generación distribuida, electromovilidad y almacenamiento, facilitada por Community Choice Aggregators<sup>93</sup>; y por otro lado, la oferta de energía renovable como elemento diferenciador de múltiples comercializadores, los que en 2015 correspondieron a cerca de un 20% de las ventas de energías limpias en los Estados Unidos, e incluso a presionado la desregulación de los mercados de retail, como es el caso de Nevada, que no cuenta con una reestructuración completa del mercado mayorista, y en donde grandes clientes buscan alternativas de precios más económicas y que les permitan alcanzar sus metas de sustentabilidad.

#### 4.4.1.2. Unión Europea

Al año 2017, aún 13 Estados Miembros de la UE contaban con algún tipo de regulación de precios sobre usuarios residenciales<sup>94</sup>. Sin embargo, en todos aquellos en los que existe algún nivel de liberalización de la comercialización de energía se destaca la necesidad de contar con un número suficiente de comercializadores y de competencia entre ellos. En promedio, los clientes se han beneficiado del aumento del número de comercializadores de energía (e.g., de 2.251 a 3.165 en el segmento residencial), a pesar de que estos valores varían significativamente entre los Estados Miembros (e.g., de más de 1.000 comercializadores de electricidad a lo largo de Alemania, a solo uno en varios otros Estados Miembros)<sup>95</sup>. Con todo esto, se observa una concentración de mercado cada vez menor en los Estados Miembros, como es el caso de España, que al año 2017 contaba con el mayor número de comercializadores residenciales de electricidad operando en todo el país, con 213 comercializadores, seguido por Noruega, con 82<sup>96</sup>.

En el caso particular de España, los usuarios pueden optar por participar dentro del mercado regulado como del liberalizado<sup>97</sup>. En el mercado regulado, el cliente se atiene a un Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC)98, que solo puede ser ofertado por los denominados Comercializadores de

https://www.greentechmedia.com/articles/read/how-community-choice-aggregation-fits-into-californias-clean-en ergy-future#gs.7i2htd

https://blog.cnmc.es/2014/10/27/10-cosas-5-que-hay-que-saber-como-consumidor-de-electricidad/

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

Página 63 de 169

<sup>92</sup> Disponible en: http://ieefa.org/wp-content/uploads/2018/08/Retail-Choice August-2018.pdf

<sup>&</sup>lt;sup>93</sup> Disponible en:

<sup>94</sup> Disponible en: https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Current-edition.aspx

<sup>95</sup> Disponible en: https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/56216063-66c8-0469-7aa0-9f321b196f9f

<sup>&</sup>lt;sup>96</sup> Disponible en: https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/31863077-08ab-d166-b611-2d862b039d79

<sup>&</sup>lt;sup>97</sup> Disponible en: https://tarifaluzhora.es/info/precio-kwh#precio-kwh-endesa-2019

<sup>98</sup> Disponible en:



Referencia, y que sigue las variaciones del mercado mayorista. Mientras, las comercializadoras que operan en el mercado libre tienen la facultad de fijar el precio del kWh, y que éste no varíe dependiendo del día y la hora. Así, aquellos consumidores que participan de este mercado pueden optar por: (i) la tarifa de libre mercado, que permite determinar un precio trimestral para el consumidor, permitiendo conocer el coste de la energía antes de que llegue la factura de electricidad; o (ii) la tarifa fija anual, que establece un coste por el suministro eléctrico fijo para todo el año, pero que implica un contrato ligado a una permanencia junto a la comercializadora. Adicionalmente, se cuenta la tarifa denominada Bono Social, destinada a aquellos consumidores que tienen menos recursos y que salen mayormente perjudicados de las alzas en el precio de la electricidad, fijada como un descuento del 25% respecto al PVPC<sup>99</sup>. Con todo esto, el salir al mercado libre supone informarse a conciencia de muchos de los aspectos relacionados con la factura, como lo son el precio de la energía y del término de potencia, los tipos de tarifas, los servicios adicionales relacionados, la permanencia dentro de los planes, y las cláusulas de revisión en los contratos<sup>100</sup>. En suma, la contratación de diferentes ofertas supuso una diferencia de precios para los consumidores con derecho a PVPC de entre 150 y 200 euros en la facturación anual, y para aquellos sin derecho a PVPC entre 1.000 y 3.000 EUR/año.

Así, si en Febrero de 2015 los consumidores suministrados por comercializadoras libres solo suponían el 47,7% de un total de 25,5 millones de clientes, en 2018, el 57,4% de los consumidores ya se encontraban dentro del mercado libre, frente al 42,6% que se mantenía con la tarifa PVPC<sup>101</sup>. Este traspaso de clientes responde fundamentalmente al incremento de las tarifas, que en 2018 alcanzaron los costos más elevados en una década (el precio de Agosto 2018 con respecto a Agosto 2017 fue un 12% superior), producto de, entre otros factores: (i) el aumento de los derechos de emisión de CO2; (ii) el aumento en el precio del gas; y (iii) condiciones climatológicas extremas (e.g., ola de calor)<sup>102</sup>. Ya que las comercializadoras libres ofrecen un precio fijo que determinan ellas mismas durante al menos doce meses (a diferencia de la tarifa regulada), esta fórmula es la más atractiva para los consumidores en épocas alcistas, pero resulta perjudicial cuando los precios bajan. Con todo esto, a fines de 2018, según el comparador de ofertas de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), existirían unas 40 ofertas en el mercado libre más baratas que la tarifa regulada<sup>103</sup>. Por ejemplo, y al contrario que en 2016, durante 2017 se observaron opciones en el mercado libre más económicas que el precio regulado (PVPC), equivalentes a un ahorro de 31 EUR/año en la facturación, lo que equivale a un 6% de la facturación.

Mientras, en 2017, y a pesar de la gran variación entre los países miembros de la UE, el precio promedio residencial del retail de energía disminuyó por segundo año consecutivo, pero aún se mantenía por sobre aquel de 2008. Esta tendencia se relaciona con la disminución de los costos de energía del

Disponible en: <a href="https://lucera.es/blog/tarifa-tur-luz">https://lucera.es/blog/tarifa-tur-luz</a>

https://www.rankia.com/blog/luz-y-gas/2881233-que-tipos-tarifas-luz-hay-reguladas-libre-mercado-bono-social-ta rifa-plana

https://www.abc.es/economia/abci-tarifa-regulada-o-precio-mercado-libre-201808300102\_noticia.html

https://blog.cnmc.es/2018/09/05/tres-claves-para-entender-que-esta-pasando-con-el-precio-de-la-luz-estos-dias/ <sup>103</sup> Disponible en:

https://elperiodicodelaenergia.com/las-tarifas-de-la-luz-en-espana-diferencias-de-hasta-200-euros-para-los-consu midores-domesticos/

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

Página 64 de 169

<sup>&</sup>lt;sup>99</sup> Disponible en:

<sup>&</sup>lt;sup>100</sup> Disponible en: <a href="https://lucera.es/blog/mercado-electrico-libre-regulado">https://lucera.es/blog/mercado-electrico-libre-regulado</a>

<sup>&</sup>lt;sup>101</sup> Disponible en:

<sup>&</sup>lt;sup>102</sup> Disponible en:



mercado mayorista, menores impuestos, y menores *mark-ups* de comercializadores. A su vez, la componente de energía dentro del precio de *retail*, el que también varía a lo largo de la región, disminuyó por quinto año consecutivo, llegando a cerca de un 35% de participación dentro de las cuentas de electricidad (en 2012, esta fue de un 41%). Mientras que del resto de los cargos que no se encuentran susceptibles a competencia (*i.e.*, costos de red, impuestos y otros cargos), los cargos por subsidios a energías renovables se han más que duplicado, pasando de un 6% a un 14% de participación dentro de las cuentas de electricidad entre los años 2012 y 2017, dentro de los que se cuenta el caso de España<sup>104</sup>. Sin embargo, la baja en los costos de la energía en el mercado mayorista no ha siempre sido transferida a los consumidores finales, lo que refleja la falta de efectividad de la competencia en ciertos mercados de la región<sup>105</sup>.

Respecto a la calidad de servicio, la UE recomienda a sus Estados Miembros que las cuentas de energía provean a los consumidores solo con la información esencial que los empodere, y que otra información relevante y detallada sea dispuesta a través de otros canales de información, siempre que sea posible, de modo de que el cliente no pierda perspectiva respecto de su situación. Esta información tiene relación con los precios de energía, consumo de energía, y comparación del consumo actual y previo, así como la información de contacto de organizaciones donde los consumidores puedan encontrar información respecto a eficiencia energética. Además, y con el fin de que los usuarios puedan ejercer su derecho a cambio de comercializador, se debe asegurar un proceso de tránsito lo más sencillo posible, así como la provisión de *comparison tools* (CTs) confiables, que informen a los consumidores de forma clara y transparente, y que de acuerdo a las *National Regulatory Authorities*, estas se encuentran disponibles en al menos 19 Estados Miembros. Entre los principales motivos de queja en los mercados de *retail* de energía se cuentan problemas en la facturación, contratos y conexión. Con todo esto, la tasa promedio de cambio de comercializador en Europa aumentó de un 5,0% a un 6,4% al comparar los niveles de 2011 y 2016, donde en países como España o Gran Bretaña esta es superior al 10%.

Finalmente, cabe destacar como el proceso de liberalización del segmento de la distribución ha significado una mayor innovación tecnológica y de servicios. Por ejemplo, la integración de medidores inteligentes impacta los mercados de retail de energía, permitiendo la aparición de una serie de nuevas ofertas que pueden adaptarse de mejor manera a las necesidades y características de consumo particulares de cada usuario. Junto a lo anterior, se destaca la posibilidad de los comercializadores de ofrecer nuevos productos, diferenciando su oferta por el tipo de fuentes de energía que estas suponen. Así, por ejemplo, en Diciembre de 2017, habían 22 comercializadores en España con ofertas de electricidad "verdes", frente a las 14 en Junio de 2016. Según la CNMC, este tipo de ofertas atrajo a 1,9 millones de consumidores (1,2 millones en 2016), lo que refleja el mayor éxito en la comercialización de estos productos.

#### 4.4.1.3. Conclusiones

Si bien la experiencia en mercados de comercialización ha probado el valor de la competencia en el *retail* para grandes usuarios (*i.e.*, comerciales e industriales), esta también ha demostrado que los mercados

https://www.acer.europa.eu/Official\_documents/Acts\_of\_the\_Agency/Publication/MMR%202017%20-%20RETAIL .pdf

<sup>&</sup>lt;sup>104</sup> Disponible en: <a href="https://www.ceer.eu/national-reporting-2018">https://www.ceer.eu/national-reporting-2018</a>

<sup>&</sup>lt;sup>105</sup> Disponible en:



masivos de *retail* no siempre son capaces de transferir beneficios efectivos a sus usuarios, como lo son la reducción de los precios finales a los consumidores, las mejoras en la calidad de servicio, y la innovación tecnológica y de ofertas a los consumidores finales. Beneficios que solo serán posibles en la medida en que los diferentes entes reguladores logren asegurar los niveles de competencia suficientes. Por un lado, un cambio frecuente de usuarios resulta ser una fuente de inestabilidad para los comercializadores<sup>106</sup>, los que ven en esto un desincentivo a la participación de contratos de energía de largo plazo<sup>107</sup>, y un incentivo a la adquisición de activos de generación propios a modo de protección contra el riesgo de los mercados mayoristas de energía. Por otro lado, la inercia de parte de los usuarios, producto de costos de transferencia, su falta de información y compromiso en el mercado de *retail*, abre la posibilidad a los comercializadores de abusar de los pequeños consumidores.

A la luz de todas estas experiencias, países como aquellos del Medio Este y África del Norte<sup>108</sup> han considerado necesaria, dentro de un proceso de transición, la regulación de las tarifas a pequeños usuarios, por medio de la fijación de precios de *retail* y licitaciones para el suministro de energía a pequeños consumidores. Cuidando, sin embargo, que la regulación del mercado no lleve a distorsiones de los precios de *retail*, subsidios e impuestos, que puedan resultar en desincentivos a la inversión en tecnologías de generación distribuida, almacenamiento, eficiencia energética y esquemas de respuesta de demanda.

Finalmente, la experiencia internacional en mercados de *retail* supone una serie de lecciones que se espera apoyen la toma de decisiones de países que se encuentran contemplando una reestructuración de tales características. En particular, el *National Renewable Energy Laboratory*, a partir de la experiencia de los Estados Unidos por cerca de 20 años en este tipo de mercados, señala que es importante tomar en cuenta los siguientes factores a la hora de considerar mercados de *retail*<sup>109</sup>.

- El objetivo de una fuente de energía confiable, eficiente, resiliente y limpia, así como los objetivos de bienestar público y social.
- La evolución de los roles de la *utility* incumbente y la industria de servicios de energía emergente en el financiamiento de infraestructura y la creación de innovación, a la vez que en el aseguramiento del acceso de energía básico para todos.
- El esfuerzo multisectorial (e.g., reglas y monitoreo de mercado, marco legal y educación de los consumidores) necesario para asegurar un mercado justo y competitivo.

https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/how-we-help-clients/the-power-of-customer-experience-in-energy-retailing

https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/06/Electricity-Markets-in-MENA-Adapting-for-the-Transition-Era-MEP-20.pdf

<sup>&</sup>lt;sup>106</sup> Existen experiencias en las que el trabajo central sobre la experiencia del cliente ha demostrado tener un beneficio importante en la participación de mercado de algunos actores, a la vez que ha reducido la insatisfacción de sus clientes y sus tasas de rotación. Disponible en:

<sup>107</sup> Y con esto, un desincentivo a la inversión en generación.

<sup>&</sup>lt;sup>108</sup> Disponible en:

<sup>&</sup>lt;sup>109</sup> Disponible en: <a href="https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68993.pdf">https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68993.pdf</a>



Y por último, en base a estos, define los siguientes tres ejes principales con los que debe contar la restructuración del sector.

- 1. Rigurosas reglas de entrada a los mercados son esenciales. Con procesos rigurosos de certificación, licencia y registro, como en el caso de Texas<sup>110</sup>.
- 2. Reglas de mercado justas, transparentes y estrictas, junto a un monitoreo de mercado efectivo y penalizaciones ágiles por malas conductas pueden ayudar a evitar prácticas engañosas y asegurar la competencia. Existen Estados en los que la conformación y actividad de comercializadores carece de requerimientos financieros, reglas, regulaciones y penalidades, lo que ha impedido la prevención de prácticas engañosas y sobrecargos.
- 3. Un mercado de *retail* competitivo es crucial para alcanzar los beneficios prometidos de las reformas al *retail*. En el Estado de Texas, donde se considera que se presenta el mercado de *retail* más competitivo, se ha observado una disminución considerable de los precios de *retail* en los últimos años.

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

www. isci.cl

<sup>&</sup>lt;sup>110</sup> En Texas, por ejemplo, los proveedores de servicios de *retail* deben demostrar y mantener: "(i) an investment-grade credit rating; or (ii) tangible net worth greater than or equal to \$100 million, a minimum current ratio (current assets divided by current liabilities) of 1.0, and a debt to total capitalization ratio not greater than 0.60, or an irrevocable stand-by letter of credit payable to the commission with a face value of \$500.000 for the purpose of maintaining certification."



# 4.5 Mercados de Referencia en el contexto Chileno

La revisión de los mercados de referencia para la distribución en Reino Unido, Australia y California muestra ejemplos variados de mecanismos regulatorios para abordar los desafíos presentes y futuros del sector eléctrico. Sin embargo, antes de discutir en más detalle el paralelo de la regulación internacional con la regulación Chilena, es necesario ilustrar las diferencias y similitudes de los distintos sistemas de distribución considerados. Con este objetivo, a continuación se presentan figuras comparativas del tamaño y composición del sector distribución en los tres mercados de referencia y en Chile.

En términos de la base de activos regulados utilizados para la remuneración de redes de distribución se observa de la siguiente figura que el costo de las redes en Chile es ligeramente inferior a las redes de grandes operadores de distribución en Reino Unido, y mucho menor que el costo de las redes en Australia, caracterizado por bajas densidades de población. Cabe destacar que la valorización de activos en los mercados de Reino Unido y Australia se hace en base a los activos reales de las redes, mientras que en Chile se utiliza el concepto de VNR. Al mismo tiempo, las redes de distribución en Reino Unido consideran niveles de tensión de hasta los 132 kV, mientras que en Australia incluye redes menores a 66 kV. En el caso de California, la información relativa al valor de los activos regulados de las 3 grandes IOUs no se encuentra disponible de manera pública, por lo que no ha sido incluida en la figura.

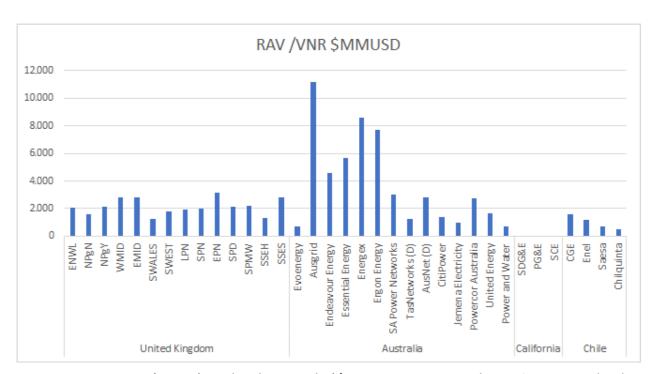


Figura 4.5. Comparación RAV (*Regulated Asset Value*)/VNR por Empresa Para los Distintos Mercados de Referencia.

En términos de número de clientes y largo total de redes de distribución, las empresas de distribución Chilenas son comparables a aquellas de los mercados de referencia, como muestran las figuras siguientes.



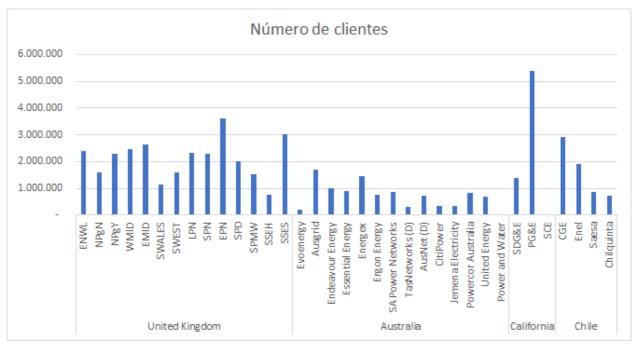


Figura 4.6. Comparación del Número de Clientes por Empresa para los Distintos Mercados de Referencia.

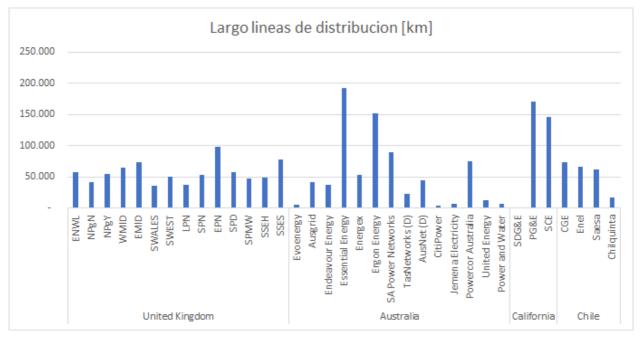


Figura 4.7. Comparación de la Longitud Equivalente de las Redes por Empresa Para los Distintos Mercados de Referencia.

En cuanto al consumo total de energía de sus clientes, las 4 mayores empresas de distribución Chilenas presentan niveles de consumo muy por debajo de las distribuidoras en Reino Unido y California, y a niveles similares de las distribuidoras de menor tamaño en Australia.



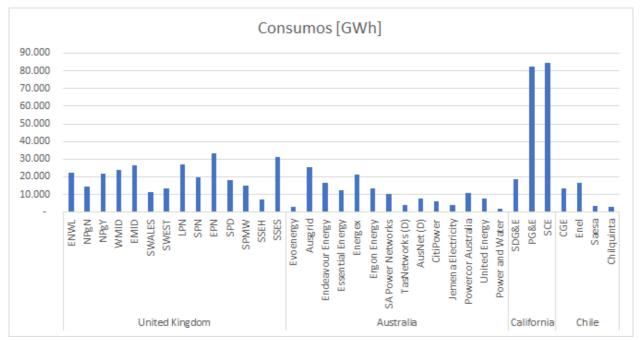


Figura 4.8. Comparación del Consumo de Energía por Empresa Para los Distintos Mercados de Referencia.

Finalmente, el desempeño en términos de una de las métricas más utilizadas de confiabilidad para el sistema de distribución, el SAIDI, muestra índices de confiabilidad de las empresas distribuidoras Chilenas muy por debajo de aquellas en los mercados de referencia, lo que puede ser explicado en parte por la menor proporción de redes subterráneas en Chile, pero que también puede incorporar efectos de tiempos de identificación de puntos de falla, respuesta de cuadrillas y reposición del servicio.

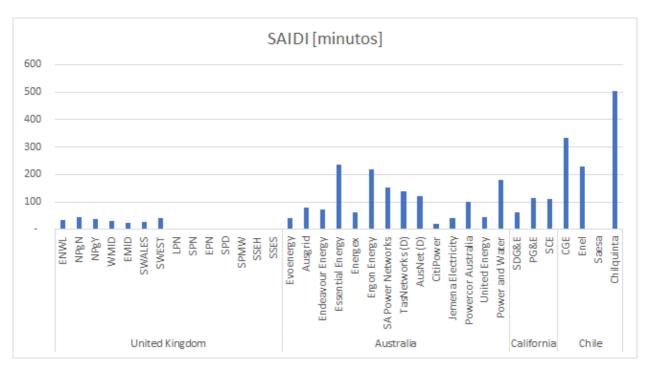


Figura 4.9. Comparación del Índice SAIDI por Empresa Para los Distintos Mercados de Referencia.



En resumen, las condiciones observadas en el mercado de distribución en Chile están asociadas a un sistema con mucho menores niveles de consumo total y promedio que los mercados de referencia, un menor valor de los activos de distribución, asociados también a una menor confiabilidad de las redes, y una densidad de consumos comparativamente baja. Estos aspectos son relevantes a la hora de analizar la aplicación de esquemas regulatorios y estructuras de mercado internacionales al contexto nacional, y por ende deben ser considerados de forma acorde en la definición de las propuestas conceptual y de detalle de cambio regulatorio.

A pesar de las diferencias destacadas en los párrafos precedentes, la regulación en los mercados de referencia ofrece algunos ejemplos de mecanismos que pueden ser útiles para abordar los desafíos específicos identificados en el diagnóstico de la distribución en Chile. A continuación se discuten algunos aspectos específicos de la regulación internacional y su relación con los desafíos del sector distribución en Chile.

Desafío 1: Una estructura tarifaria que no refleja adecuadamente los costos del sector, y distorsiona señales de eficiencia.

La tarifa volumétrica aplicada a una proporción importante de los consumidores a partir de la tarifa BT1 establece un vínculo directo entre los ingresos de las empresas distribuidores y las ventas de energía a dichos clientes. Si bien la tarifa volumétrica a clientes de menor tamaño (principalmente residenciales) es una característica presente en todos los mercados de referencia, ésta se limita a una proporción más reducida del consumo total de energía en las áreas de concesión.

Sin perjuicio de lo anterior, las regulaciones en los tres mercados de referencia (salvo algunos estados en Australia) establecen un límite superior a los ingresos de las distribuidoras/utilities (revenue-cap), y las tarifas son calculadas con el objetivo de recaudar dicho valor. Por lo tanto, los ingresos de las empresas distribuidoras están completamente en la venta de energía. Incluso en el caso de algunos estados de Australia donde se utiliza un límite a las tarifas (price-cap), similar al caso de Chile, la distorsión en los incentivos de la empresa distribuidora es menor dado que la estructura tarifaria refleja de mejor forma la estructura de costos de la red, con una baja componente volumétrica.

Desafío 2: La condición de monopolio regulado del segmento representa una barrera de entrada a nuevos participantes que podrían mejorar la eficiencia en servicios potencialmente competitivos.

La regulación en Reino Unido y Australia considera un segmento de comercialización de energía competitivo, sin fijación de precios en el caso de Reino Unido y varios estados de Australia, para todos los consumidores finales. Los beneficios de la participación de comercializadores han recibido variadas opiniones a lo largo del proceso de desregulación, donde se argumenta que las mejoras en eficiencia de procesos y mejores contratos de abastecimiento muchas veces no se traducen en menores y mejores tarifas para todos los usuarios de la red. Más aún, una crítica frecuente al modelo de comercializadores es que éstos no son capaces de generar incentivos a la inversión eficiente en generación debido a su foco en contratos de abastecimiento de corto y mediano plazo. Por otra parte, 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 de los desarrollos tecnológicos



recientes en distribución (e.g., electromovilidad, microrredes, respuesta de demanda, y generación distribuida).

Un beneficio adicional asociado a la presencia de comercializadores, que debe ser considerado en el caso Chileno, es contar con un agente independiente de la empresa de distribución, con visibilidad importante de la red y su operación, y que agrupa a un número importante de consumidores de menor tamaño. En este sentido, una regulación que permita la participación de comercializadores, y alinee sus intereses con aquellos del consumidor en términos de calidad de servicio, es potencialmente muy favorable para la mejor fiscalización del desempeño de empresas distribuidoras y protección al consumidor.

Además de la comercialización, el servicio de conexión de nuevos consumidores y/o generación distribuida en las redes de distribución ha sido abierto a competencia, con lo que se han conseguido menores costos de conexión y mejores tiempos de respuesta del servicio. Esto último puede ser particularmente interesante de analizar para el caso Chileno, en vista del gran número de solicitudes de conexión de generación distribuida en los últimos años.

Desafío 3: Un conjunto limitado de atributos de consumo reflejados en la estructura tarifaria, que no es acorde a las características y potencial de las tecnologías emergentes en distribución.

En esta dimensión cabe destacar que los consumidores finales en los mercados de referencia pueden tener componentes de tarifa por tiempo de uso. Esto es una realidad en Reino Unido y Australia, y se espera una adopción masiva de este tipo de esquemas en California a partir del año 2019. En este sentido, dicha flexibilidad tarifaria permite la oferta de tarifas diseñadas para distintos tipos de consumo con características especiales, como vehículos eléctricos y otros consumos flexibles. Adicionalmente, las metodologías de cálculo de tarifas son aplicables tanto a usuarios de red que sólo consumen electricidad, como a aquellos que inyectan o realizan ambas acciones.

Desafío 4: Un proceso de valorización de activos que no reconoce apropiadamente soluciones operacionales en reemplazo de inversiones, y no considera el potencial impacto favorable de nuevas tecnologías en distribución.

El reconocimiento de soluciones operacionales en reemplazo de inversiones no corresponde a una limitación propia del mecanismo de empresa modelo y valorización mediante valor nuevo de reemplazo, sino que puede responder a una dificultad operativa para determinar el valor y la implementabilidad de soluciones innovadoras en dicho modelo. Sin perjuicio de lo anterior, dentro de un periodo de regulación de ingresos las empresas distribuidoras tienen un incentivo a la reducción de los costos totales.

Mecanismos similares de incentivo a la reducción de costos totales son observados en Reino Unido y Australia. Adicionalmente, Reino Unido considera una inyección de recursos a empresas de distribución destinados a la concepción y desarrollo de proyectos de innovación en sus redes, además de incentivos por desempeño en indicadores de calidad de servicio y eficiencia en redes, que representan un incentivo indirecto a la búsqueda de soluciones innovadoras. Adicionalmente, a partir de la emisión de directrices a la preparación de planes de negocio, y la revisión de éstos por parte del regulador y otros *stakeholders* 



se garantiza que las empresas distribuidoras consideren inversiones que permitan el desarrollo de nuevas tecnologías potencialmente favorables para el sistema.

Desafío 5: Falta de integración del proceso de planificación con aspectos de políticas públicas y planificación territorial.

Tanto en los procesos de regulación de ingresos en Reino Unido, Australia y California se considera la presentación de planes de negocio (a 8, 5 y 3 años plazo, respectivamente) que deben ser revisados en procesos participativos con todos los actores relevantes y/o interesados en el desarrollo de la distribución. Adicionalmente, los planes de negocio finales deben mostrar evidencia de cómo éstos fueron influenciados por los procesos participativos llevados a cabo.

Desafío 6 Estudios de costos que no reconocen adecuadamente la diversidad de condiciones de cada área de concesión.

Este desafío identificado en el sector distribución en Chile no se presenta en los casos de Reino Unido, California o Australia, ya que la base de activos utilizada para el cálculo de las remuneraciones de red es obtenida del plan de negocios detallado desarrollado por la empresa distribuidora/utility para el periodo de control de precios, basado en las condiciones específicas de su área de concesión.

Desafío 7: Un desigual nivel de calidad de servicio a lo largo del territorio nacional.

Reino Unido es el sistema más confiable del mundo, con tiempos promedios de interrupción (CMI) en torno a los 34 minutos, y número de interrupciones al año por cada 100 clientes (CI) en torno a 45. Para incentivar el mejor desempeño posible de empresas distribuidoras en términos de confiabilidad, tanto Reino Unido como Australia establecen mecanismos de incentivo y penalización por cumplimiento de objetivos de CI y CMI definidos en el esquema de control de precios vigente. California actualmente estudia la implementación de mecanismos de incentivo similares a Reino Unido para métricas de calidad de servicio, aunque ya en el pasado ha aprobado esquemas de incentivo a la mejora de indicadores de calidad de suministro en los planes de negocio (GRCs) de las IOUs.

Desafío 8: Necesidad de revisar la tasa de costo de capital del segmento en virtud de los riesgos del negocio y aquellos asociados a la valorización de activos.

El modelo RIIO-ED1 en Reino Unido utiliza una tasa de retorno sobre el RAV (Regulated Asset Value) dada por el WACC (Weighted Average Cost of Capital). El WACC incorpora en su cálculo el costo de la deuda y el costo de capital, donde para el cálculo del costo de capital se utiliza la metodología de Capital Asset Pricing Model (CAPM). Una metodología similar es utilizada para el cálculo de la tasa de retorno en Australia y California. Cabe señalar que la aplicación de dicha metodología al caso Chileno no es directa, ya que la tasa de retorno utilizada en el cálculo de la remuneración en Chile es aplicada a una empresa modelo que parte desde cero en cada área típica definida, y no a la empresa distribuidora real.



# 5. Propuesta Conceptual de Cambio Regulatorio

## 5.1 Principios de la Propuesta Conceptual

En base a la visión de futuro de los sistemas eléctricos y en particular referencia a la distribución, el análisis del diagnóstico de la regulación en Chile, las consideraciones de los mercados de referencia, la complejidad del sistema eléctrico de distribución, y las distintas características relevantes de las redes de distribución en Chile, se ha desarrollado una propuesta conceptual de cambio regulatorio en base a los principios y lineamientos que se discuten a continuación.

## 5.1.1 Principios Generales de Diseño Regulatorio

- i. **Tarifas Eficientes y Competitivas:** El diseño regulatorio debe incentivar el desarrollo a mínimo costo del negocio regulado de la distribución, y además asegurar que las tarifas reflejen este mínimo costo de provisión del servicio a los distintos usuarios.
- ii. **Incentivos a la Inversión:** La remuneración de las empresas distribuidoras debe entregar todos los incentivos para realizar las inversiones necesarias; esto es, las inversiones deben contar con un retorno acorde a la naturaleza y riesgos del negocio.
- iii. **Competencia:** La base conceptual del cambio regulatorio del sector eléctrico en Chile de comienzos de la década de 1980 fue la apertura del mercado a la competencia en aquellos segmentos considerados competitivos. Dicha base conceptual se mantiene como principio en la propuesta de cambio regulatorio; esto es, la propuesta busca abrir a la competencia los mercados en los que se considere que existen o existirán bajas economías de escala o de ámbito.
- iv. Consistencia entre Incentivos y Exigencias: El cambio regulatorio debe establecer un equilibrio adecuado entre incentivos (remuneración) y exigencias (sanciones y compensaciones) con el objetivo de asegurar que los planes de negocio de las empresas distribuidoras sean consistentes con el desarrollo eficiente del sistema.
- v. **Gradualidad de Implementación y No Retroactividad:** La complejidad del sistema de distribución asociado a la multiplicidad de interacciones, intereses, actores y compromisos contractuales con otros niveles de la industria requiere la implementación gradual y la no retroactividad de cualquier cambio regulatorio.

### 5.1.2 Lineamientos de Política Pública definidos por el MEN

- i. **Seguridad y Calidad de Servicio:** La regulación debe inducir la mejora de los niveles desiguales de seguridad y calidad de servicio a lo largo del territorio nacional, en consideración del desarrollo económicamente eficiente de los sistemas de distribución.
- ii. Tarifa Eficiente y Competitiva: ver punto (i) en subsección 5.1.1.



- iii. **Desarrollo Sostenible y Armónico:** La red de distribución debe desarrollarse en armonía con las políticas públicas de otros sectores con los que se traslapa; al mismo tiempo, debe facilitar la implementación de soluciones que mejoran desarrollo sostenible del sistema, en sus dimensiones social, ambiental y económica.
- iv. Soluciones eficientes y flexibles Nuevos Negocios: En un contexto de profundo cambio tecnológico en los sistemas de distribución, la regulación debe habilitar el desarrollo de nuevos negocios y soluciones en la medida en que estos se vuelven parte del desarrollo sostenible del sistema, sin requerir cambios regulatorios demasiado frecuentes para su integración.
- v. **Protección al usuario, transparencia y simplicidad regulatoria:** En un contexto de cambio de la organización industrial de la distribución, la regulación debe garantizar que los intereses de los usuarios están debidamente protegidos, lo que está alineado con una regulación que vela por la transparencia y simplicidad. En este sentido, los intereses de los usuarios están relacionados con un nivel de calidad de servicio adecuado, tarifas competitivas y eficientes, y una libertad de elección efectiva a partir de estrategias de negocio, marketing y publicidad responsables<sup>111</sup>.

<sup>&</sup>lt;sup>111</sup> Disponible en: <a href="https://mneguidelines.oecd.org/themes/consumer-interests.htm">https://mneguidelines.oecd.org/themes/consumer-interests.htm</a>



## 5.2 Consideraciones Específicas de la Propuesta Conceptual

La propuesta conceptual de cambio regulatorio ha sido desarrollada en consideración de los siguientes aspectos específicos de la regulación. Los aspectos han sido considerados de manera transversal en las propuestas de cambio regulatorio, por lo tanto no todos ellos se ven reflejados en propuestas conceptuales específicas.

- **1. Análisis de Institucionalidad Regulatoria:** Se analizó la institucionalidad pública relacionada con la regulación del segmento distribución (*i.e.*, SEC, CNE, MEN) en función de sus atribuciones, capacidades técnicas y recursos disponibles para acompañar los cambios en la organización industrial y procesos específicos del sector.
- 2. Sistemas de Información, Monitoreo y Comunicaciones: Condición necesaria para una nueva regulación es mejorar los procesos para el acceso a información de las empresas reguladas por parte de los interesados y actores relevantes. El limitado acceso a información sobre las redes y su funcionamiento constituye una barrera a la aparición de nuevos modelos de negocio capaces de generar valor en el sistema, con importantes beneficios en términos de eficiencia de las redes y costos a usuarios finales.
- **3. Estructura y Conformación del Mercado:** La experiencia internacional revisada muestra una tendencia hacia abrir a la competencia el segmento hoy considerados parte de los negocios regulados de la distribuidora en Chile (*e.g.*, comercialización). Por lo tanto, el rol de la empresa distribuidora y la participacion de comercializadores, agregadores de demanda, y otros, es un tema central de análisis en la propuesta conceptual. Para dicho análisis, es necesario evaluar las ventajas y desventajas, considerando elementos específicos de los sistemas eléctricos chilenos.
- **4. Diseño de Tarifas:** Contar con una estructura tarifaria que refleje de forma más precisa la estructura de costos del servicio. Es crítico que se considere la asignación de costos fijos y variables a los diversos tipos de consumidores, con especial relevancia en considerar el impacto en usuarios con menor consumo eléctrico. Adicionalmente, se debe contar con estructuras tarifarias que permitan aprovechar al máximo el potencial de nuevas tecnologías como la electromovilidad y otros consumos flexibles, o las microrredes.
- **5.** Integración de Nuevas Tecnologías: La aparición de nuevas tecnologías/conceptos a nivel de distribución requieren de nuevas inversiones en la red con el objetivo de explotar su potencialidad. Al mismo tiempo, dichas tecnologías tienen el potencial de mejorar la eficiencia de las redes con medidas operacionales lo que debe ser integrado en la propuesta de regulación.
- **6. Servicios Relacionados con la Distribución:** Se deben revisar los requerimientos que imponen los servicios asociados a la distribución sobre su infraestructura y organización.
- **7. Materias de Libre Competencia:** Dependiendo de los cambios a la estructura regulatoria propuesta se puede hacer particularmente relevante la consideración de aspectos de libre competencia en algunos segmentos de la distribución eléctrica. En particular, al definir nuevos actores y roles independientes de





la empresa distribuidora, se hace relevante evaluar el nivel de integración permitido entre los diversos actores.

**8. Flexibilidad Regulatoria y Mejora Continua:** La acelerada tasa de cambios tecnológicos a nivel de distribución requiere una flexibilidad regulatoria que permita integrar nuevos avances tecnológicos sin necesidad de nuevos cambios regulatorios. Similarmente, la implementación de cambios regulatorios en otros países ha sido realizada de forma gradual, reconociendo la complejidad de la tarea y con un proceso de mejora continua.



## 5.3 Diseño General de la Propuesta de Cambio Regulatorio

Esta sección describe el diseño general de la propuesta conceptual de cambio regulatorio. Con el fin de abordar de manera estructurada el desarrollo de propuestas conceptuales, y en línea con las dimensiones abordadas en el diagnóstico elaborado por el Ministerio de Energía, se han definido los siguientes siete ejes temáticos:

- 1. Definición de la Distribución
- 2. Regulación de Nuevos Actores y Roles
- 3. Valorización y Remuneración de la Distribución
- 4. Definición y Cálculo de Tarifas
- 5. Sanciones y Compensaciones
- 6. Definición del Operador del Sistema de Distribución
- 7. Planificación de la Red y Coordinación con Actores Interesados

Los desafíos asociados a los siete ejes temáticos están ineludiblemente interrelacionados, por lo tanto la distribución de desafíos regulatorios y propuestas asociadas a cada uno de los ejes no está exenta de traslape. En este contexto, y con el objetivo de facilitar el entendimiento de la propuesta conceptual y la interrelación de los ejes temáticos, a continuación se describe en términos generales el proceso de subdivisión de problemáticas regulatorias en los distintos ejes, y la elaboración de propuestas asociadas.

El principal objetivo de la regulación de la distribución es conseguir un desarrollo y operación eficiente del sistema de distribución en su totalidad, cumpliendo los objetivos de política pública específicos definidos por el Ministerio de Energía, y en línea con las mejores prácticas internacionales y los principios de diseño descritos anteriormente. Necesariamente para definir una regulación que ayude a cumplir los objetivos antes mencionados se debe contar con una visión de futuro consensuada, ya que es la única forma de sustentar adecuadamente la necesidad o conveniencia de los cambios regulatorios. En este contexto, la visión de futuro que sustenta la gran mayoría de las propuestas contenidas en este Informe se encuentra contenida en la sección 2 del documento, y que corresponde a una visión fundada en los desarrollos tecnológicos de las últimas décadas en términos de generación distribuida, control y tecnologías de la información, las tendencias internacionales de desarrollo de redes de distribución y nuevos modelos de negocio en países desarrollados, y los últimos desarrollos científicos en términos de estrategias de control y operación de sistemas eléctricos, y diseño de mercados asociados.

Como primera tarea en el proceso de definición de la nueva regulación, es necesario definir la **estructura del sistema de distribución**; eso es, los actores y roles que son parte de la solución eficiente de largo plazo para el sistema. Lo anterior debido a que los actores y roles existentes, bajo su definición actual, pueden no tener los incentivos, atribuciones, responsabilidades, y/o información necesaria para mejorar la eficiencia global del sistema en línea con la visión de futuro. La estructura actual del sistema contempla una empresa distribuidora que cumple los roles de inversión, operación y mantenimiento de las redes de distribución, además del rol de comercialización de energía a clientes regulados y la posibilidad de comercializar energía a clientes libres. Por otra parte, se cuenta con una definición de usuarios de la red de distribución enfocada en aquellos que realizan retiros de la red (*i.e.*, consumidor). Adicionalmente, la regulación actual no contempla la participación de actores en nuevos roles asociados a la gestión de recursos distribuidos y la gestión de servicios energéticos, o la participación de nuevos



actores en el rol de comercialización. En este contexto, la propuesta conceptual desarrolla dos ejes temáticos asociados a la definición de la estructura del sistema de distribución: **Definición de la Distribución** (eje 1), y **Regulación de Nuevos Actores y Roles** (eje 2).

El eje temático de Definición de la Distribución aborda la problemática de definición de bordes de la red; esto es, la definición de qué activos que forman parte de la red de distribución y por lo tanto están sujetos a sus mecanismos de planificación, operación y remuneración, y cuáles son parte de las redes de transmisión. Por otra parte, el eje temático de Regulación de Nuevos Actores y Roles se hace cargo de la definición de nuevos roles necesarios en el sistema de distribución, las restricciones sobre los actores que pueden ejercer dichos roles, la interacción entre los distintos roles de la distribución, y la revisión de atribuciones y responsabilidades de los roles ya existentes.

La existencia de un monopolio regulado de distribución a cargo de la inversión, operación y mantenimiento de las redes en distintas áreas de concesión sigue siendo un pilar fundamental de la regulación del segmento; por lo tanto, es necesario que la regulación cuente con los mecanismos adecuados para garantizar el **desarrollo y operación eficiente de la red** y las actividades que son parte del monopolio regulado. En este sentido, la propuesta regulatoria contempla dos ejes temáticos asociados a los mecanismos para incentivar el desarrollo y operación eficiente en las empresas de distribución: **Valorización y Remuneración de la Distribución** (eje 3), y **Sanciones y Compensaciones** (eje 5).

El eje temático de Valorización y Remuneración de la Distribución aborda el diseño de la metodología utilizada para el cálculo de la remuneración permitida de la empresa distribuidora por sus actividades reguladas, siendo uno de los objetivos principales del esquema el procurar una remuneración que permita e incentive el desarrollo y operación eficiente, confiable y seguro del sistema. Cabe señalar en este punto que si bien en la regulación vigente los procesos de valorización y tarificación se encuentran acoplados a partir del establecimiento de un límite a las tarifas que pueden cobrar las empresas distribuidoras, la propuesta contempla la separación de los procesos a partir del uso de un límite a los ingresos permitidos de la empresa en el periodo de control de precios. Por otra parte, el eje temático de Sanciones y Compensaciones, como se discute más adelante, aborda la problemática de determinación de los niveles adecuados de sanciones y compensaciones a los que debe estar expuesta la empresa distribuidora de manera de compensar a los usuarios por los costos que le provocan las fallas de servicio, e inducir a la empresa a realizar las inversiones eficientes para cumplir con los estándares establecidos en la norma técnica.

Los usuarios de la red de distribución tomarán un rol cada vez más activo en el sistema de acuerdo a la visión de futuro de la distribución. Lo anterior a partir de una mayor flexibilidad y controlabilidad de su consumo eléctrico, la posibilidad de generar electricidad localmente, y la integración de tecnologías habilitantes. Luego, cada vez más los usuarios de la red tendrán la capacidad de mejorar la eficiencia global del sistema a partir de decisiones operacionales y/o de inversión. Para facilitar el desarrollo y operación eficiente de los usuarios de la red, y en general de otros actores distintos de la empresa distribuidora, es necesario contar con señales de precio que reflejen adecuadamente el costo de provisión del servicio. En particular en relación a la red de distribución, lo anterior se traduce en un diseño de tarifas eficiente, cuya problemática y propuestas regulatorias son abordadas en el eje temático de Definición y Cálculo de Tarifas (eje 4).



El eje temático de Definición y Cálculo de Tarifas discute los principios de diseño que deben regir la definición y cálculo de tarifas. En particular, se discute la tensión que existe entre el principio de eficiencia económica y un esquema de tarifas con efecto redistributivo, a partir de las distorsiones que este último introduce en las decisiones de operación e inversión eficientes de los distintos usuarios del sistema.

Finalmente, la evolución del sistema de distribución estará, cada vez más, determinada no solo por las decisiones de inversión y operación de la empresa de distribución, sino que también por las decisiones de operación/consumo e inversión de los usuarios de la red. En consecuencia, para asegurar el desarrollo eficiente del sistema como un todo es necesario alinear y coordinar los intereses y expectativas de los distintos tomadores de decisiones. Esto último se traduce en la necesidad de contar con mecanismos de coordinación de la planificación y operación, cuya problemática y propuestas son abordadas en los ejes temáticos de Definición del Operador del Sistema de Distribución (eje 6), y Planificación de la Red y Coordinación con Actores Interesados (eje 7).

El proceso de definición de la propuesta conceptual de cambio regulatorio y la estructura de trabajo en ejes temáticos antes descrita se ilustra en la Figura 5.1. En las siguientes secciones del Informe se desarrolla en mayor detalle la discusión de las problemáticas y propuestas regulatorias asociadas a cada uno de los ejes temáticos.



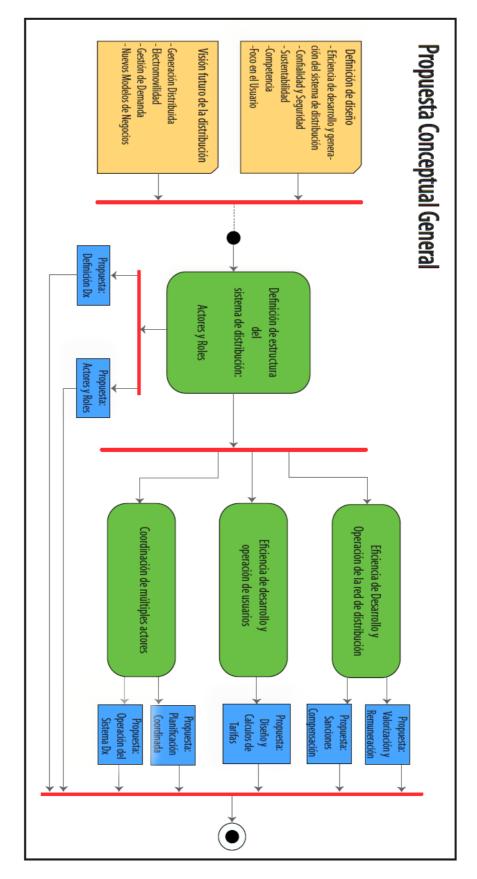


Figura 5.1. Propuesta conceptual de cambio regulatorio



### 5.4 Definición de la Distribución<sup>112</sup>

#### 5.4.1 Contexto Actual

La definición de segmento de distribución en la regulación vigente ha sido realizada en un contexto diferente al actual y futuro; ya que contempla, de manera primaria, el abastecimiento presente y futuro de la demanda de clientes regulados y libres dentro de la zona de concesión. En específico, el Decreto con Fuerza de Ley N° 4<sup>113</sup>, en adelante DFL 4 o LGSE, no realiza directamente una definición del segmento de distribución de energía eléctrica. La definición del segmento de distribución se establece en el transitorio de la LGSE; en el reglamento de la LGSE, Decreto 327, en adelante DS 327<sup>114</sup>; en el Decreto 62 <sup>115</sup>, en adelante DS 62; y en la Norma Técnica de Distribución. En particular, en el artículo 13, literal I), del DS 62 se indica que el sistema de distribución corresponde a "el conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 kV, que se encuentran fuera de la subestación primaria de distribución, destinadas a dar suministro a usuarios finales ubicados en zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conectan a instalaciones de una concesionaria mediante líneas propias o de terceros, o a instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 kV que utilicen bienes nacionales de uso público". Así, la definición vigente condiciona el desarrollo eficiente de las redes de distribución, porque limita el alcance de las opciones que se pueden evaluar en los procesos de planificación del segmento de distribución, tanto para el suministro de la demanda de clientes dentro de la zona de concesión como la disponibilidad de capacidad para conectar Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) y generación residencial. En este sentido, una definición más amplia de la distribución (e.q., mediante la definición de un mayor nivel máximo de tensión para el segmento) puede incentivar inversiones para suministrar la demanda de forma más eficiente.

#### 5.4.2 Discusión de Antecedentes

Un cambio en la definición vigente de la distribución debería considerar las implicancias de utilizar un nivel de media tensión mayor para el segmento, en términos del desarrollo de la red de distribución misma, a la luz de la experiencia y prácticas internacionales, y las implicancias que tendría un cambio en el máximo nivel de tensión en distribución en sistemas adyacentes (*i.e.*, transmisión zonal).

De forma general, un aumento del nivel de media tensión de la distribución permitiría el desarrollo de redes en mayor nivel de tensión en zonas de alta densidad de demanda o zonas rurales; y con ello obtener eficiencias en el diseño y operación de redes. Permitiría una mayor flexibilidad de diseño cuando se aumenten las exigencias de la red, permitiendo contar con redes de distribución de mayor capacidad para distribuir mayores niveles de demanda (e.g., producto de la adopción de vehículos eléctricos y un uso mayor de sistemas de climatización) aprovechando sinergias de infraestructura (e.g., postes, canalizaciones, etc.). Y al mismo tiempo, conectar más pequeños medios de generación distribuida y generadores residenciales a un mismo alimentador, y reducir pérdidas eléctricas en alimentadores (a igualdad de sección de conductor y potencia transportada).

<sup>112</sup> Esta sección toma como antecedente los documentos contenidos en el Anexo 1 del informe.

<sup>&</sup>lt;sup>113</sup> Que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.

<sup>&</sup>lt;sup>114</sup> Del Ministerio de Minería, que fija el reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (1998).

<sup>&</sup>lt;sup>115</sup> Del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la ley general de servicios eléctricos (2006).



Respecto a los niveles de tensión alcanzados en otros sistemas de distribución, estos han llegado históricamente hasta una tensión de 33 kV (diseño según norma de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, por sus siglas en inglés)) o 34,5 kV (diseño según norma ANSI)<sup>116</sup>. En Latinoamérica, por ejemplo, la tensión más alta de distribución en media tensión es de 34,5 kV (Colombia<sup>117</sup> y Argentina), mientras que en los mercados de referencia estudiados se observan niveles máximos de tensión bastante heterogéneos en distribución, con 34,5 kV en el caso de California<sup>118</sup>, 66 kV en Australia <sup>119</sup>, y 132 kV en Reino Unido<sup>120</sup>. Por otro lado, si bien el límite del nivel de media tensión de distribución de Chile se encuentra en 23 kV, de forma general se utilizan especificaciones técnicas basadas en norma IEC. En particular, la norma IEC 60038, que define un conjunto de voltajes estándares para uso en sistemas eléctricos de corriente alterna de alta, media y baja tensión, recomienda que en un país la razón entre dos niveles de voltaje de distribución adyacentes sea mayor a 2,0, principalmente por motivos de eficiencia.

Por otro lado, resulta relevante tomar en consideración las implicancias que tendría un cambio importante en el máximo nivel de tensión en distribución en sistemas adyacentes a estos, como aquellos correspondientes a la transmisión zonal, que inician en los 44 kV. En el caso de estos sistemas de transmisión, una definición de la distribución de carácter puramente técnico, con un nivel máximo de tensión nominal igual o superior a 44 kV, podría resultar en la redefinición de estos sistemas. Sin embargo, la definición de la distribución también podría considerar, de forma única o adicionalmente, un carácter funcional de las redes, con lo que sería tarea del regulador definir a qué tipo de sistema (i.e., distribución o transmisión zonal) corresponde cada una de las redes en las que existan dudas.

Con todo esto, la definición del segmento de distribución se puede realizar en base a 3 criterios:

- 1. Especificación Técnica: En función del nivel máximo de tensión de las instalaciones.
- 2. Funcionalidad: Sin establecer un nivel máximo de tensión, pero especificando la función que cumple la instalación y sus bordes.
- 3. Una combinación de los dos criterios mencionados anteriormente.

### 5.4.3 Propuesta de Modificación Regulatoria

A partir de los antecedentes presentados, se han definido cinco alternativas regulatorias para un ajuste a la especificación del segmento de distribución. Las primeras tres alternativas plantean un aumento en el nivel de media tensión de distribución, pudiendo resultar en definiciones técnicas y/o funcionales de ciertos sistemas de transporte. Por otro lado, la cuarta opción presentada se basa en una definición puramente funcional de la distribución. Con todo esto, las cuatro primeras alternativas esperan

https://www.sa.gov.au/topics/energy-and-environment/electrical-gas-and-plumbing-safety-and-technical-regulati on/powerline-safety/identifying-powerlines

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

Página 83 de 169

<sup>&</sup>lt;sup>116</sup> Electrical Transmission and Distribution Reference Book - Westinghouse (1964).

<sup>&</sup>lt;sup>117</sup> En Colombia, particularmente en Codensa, la configuración de los circuitos de Nivel de Tensión en 34,5 kV está dirigida a atender clientes industriales y subestaciones MT/MT.

<sup>&</sup>lt;sup>118</sup> Disponible en: <a href="https://www.site.uottawa.ca/~rhabash/ELG4125Distribution11.pdf">https://www.site.uottawa.ca/~rhabash/ELG4125Distribution11.pdf</a>

<sup>&</sup>lt;sup>119</sup> Disponible en:

<sup>&</sup>lt;sup>120</sup> Disponible en: <a href="https://www.parliament.uk/documents/post/pn163.pdf">https://www.parliament.uk/documents/post/pn163.pdf</a>



aumentar las eficiencias de producción, económicas y la capacidad de exportación de la generación distribuida, ampliando las alternativas de planificación de los sistemas de distribución. Por último, la última de las alternativas presentadas a continuación, contempla la opción de no modificar la regulación actual.

#### Alternativa 1

Aumentar nivel de tensión en media tensión de distribución hasta 33 kV, a excepción de ciertas obras específicas en distintos niveles de tensión que se habiliten por parte de la Comisión Nacional de Energía, previa solicitud de la empresa interesada.

Esta alternativa cuenta con las siguientes observaciones:

- Se alinea máximo nivel de tensión de distribución en media tensión utilizada en Latinoamérica.
- No se afecta definición de sistemas de transmisión zonal existentes, que parten en 44 kV. Luego, se desacopla la propuesta de los segmentos ya definidos para el sistema de transmisión.
- No cumple con sugerencia de la norma IEC 60038 ya que podría haber dos niveles de tensión adyacentes cuya razón daría menor a 2,0 en un sistema como el de Enel Distribución (33 kV / 23 kV).

#### Alternativa 2

Aumentar nivel de tensión en media tensión de distribución hasta 44 kV, a excepción de ciertas obras específicas en distintos niveles de tensión que se habiliten por parte de la Comisión Nacional de Energía, previa solicitud de la empresa interesada

Esta alternativa cuenta con las siguientes observaciones:

- Supera el máximo nivel de tensión de distribución en media tensión utilizada en Latinoamérica. No obstante, 44 kV es un nivel de tensión menor al utilizado en ciertos países desarrollados.
- Se afecta la definición de dos sistemas de transmisión zonal existentes en 44 kV<sup>121</sup>, cuya clasificación se podría ajustar. Para ello, se podrían evaluar las siguientes dos opciones:
  - Que los sistemas zonales en 44 kV pasen al segmento de distribución.
  - Se establezca una especie de sistema híbrido para la clasificación en sistemas de 44 kV, donde también se clasificaría por funcionalidad.
- No cumple con sugerencia de la norma IEC 60038 debido a:
  - Podría haber dos niveles de tensión adyacentes cuya razón sería menor a 2,0 (44 kV / 23 kV). No obstante, a diferencia del caso anterior (Alternativa 1) es más cercano a 2,0.

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

Actualmente hay dos sistemas en Chile que utilizan nivel de tensión 44 kV en la zona central (uno de Enel Distribución y otro de Chilquinta). Uno está en la zona de Carena – Lo Prado – Curacaví, y el otro está en la zona de Las Vegas – Juncal Portillo.



La IEC no recomienda el nivel de tensión nominal 45 kV para el desarrollo de nuevos sistemas<sup>122</sup>.

#### Alternativa 3

Aumentar nivel de tensión en media tensión de distribución hasta 66 kV, a excepción de ciertas obras específicas en distintos niveles de tensión que se habiliten por parte de la Comisión Nacional de Energía, previa solicitud de la empresa interesada. Definir en LGSE<sup>123</sup>.

Esta alternativa cuenta con las siguientes observaciones:

- Supera el máximo nivel de tensión de distribución en media tensión utilizada en Latinoamérica. No obstante, 66 kV es un nivel de tensión menor al utilizado en ciertos países desarrollados.
- Se afecta la definición de parte importante de los sistemas de transmisión zonal existentes en 66 kV, por lo que habría que ajustar la clasificación de ciertos sistemas zonales. Para ello, se podrían evaluar las siguientes dos opciones:
  - Que los sistemas zonales en 66 kV pasen al segmento de distribución.
  - Que se establezca una especie de sistema híbrido para la clasificación en sistemas de 66 kV, donde también se clasificaría por funcionalidad (ver Alternativa 4).
- Se cumple con sugerencia de la norma IEC 60038 debido a podría haber dos niveles de tensión adyacentes cuya razón sería mayor a 2,0.

#### Alternativa 4

No definir nivel de tensión máximo y establecer una definición funcional del segmento de distribución en la LGSE, por ejemplo:

El sistema de distribución está formado por las instalaciones eléctricas que son propiedad de, y son operadas por, la empresa distribuidora, y son utilizadas para la distribución de electricidad entre un punto de entrada al sistema de distribución y los puntos de entrega a los clientes libres o regulados, u otro sistema de distribución de electricidad. Un punto de entrada al sistema de distribución puede ser parte de un sistema de transmisión zonal, un sistema de transmisión dedicado, el punto de inyección de un sistema de generación distribuido, el punto de inyección de un sistema de almacenamiento distribuido, u otro sistema de distribución<sup>124</sup>.

Página 85 de 169

Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

www.isci.cl

<sup>122</sup> Para el nivel de tensión nominal de 45 kV, la norma IEC 60038 indica: "The values indicated in parentheses should be considered as non-preferred values. It is recommended that these values should not be used for new systems to be constructed in the future".

<sup>&</sup>lt;sup>123</sup> Esta definición también se podría hacer a nivel reglamentario, lo que podría tener mayor simplicidad de implementación.

<sup>&</sup>lt;sup>124</sup> El Electricity Act 1989: Standard conditions of Electricity Distribution Licence, del Gas and Electricity Market Authority de UK (versión del 25 de Agosto de 2017), indica en la Condición N° 1, punto 1.3, que un Sistema de Distribución corresponde a: "Distribution System: Means the system consisting (wholly or mainly) of electric lines owned or operated by an Authorised distributor that is used for the distribution of electricity from grid supply points or generation sets or other Entry Points to the points of delivery to Customers or Authorised Electricity Operators or Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica



Esta alternativa cuenta con las siguientes observaciones:

- Requiere dar mayor claridad al Artículo 73° de la LGSE.
- Requiere de un proceso de definición de bordes con resultados estables en el tiempo, donde se definan los puntos de entrada a la red de distribución.
- Dependiendo del diseño del proceso de definición de bordes, el proceso podría no ser un instrumento efectivo dado el dinamismo de desarrollo de las redes de distribución.

#### Alternativa 5

No realizar modificación a regulación vigente respecto de la definición de distribución.

Esta alternativa cuenta con las siguientes observaciones:

- Simplicidad de implementación.
- Actualmente se han identificado zonas donde la cantidad de desarrollo de sistemas PMGD no puede ser evacuada por redes de 23 kV. La posibilidad de aumentar el nivel de tensión en distribución aumentaría la capacidad de transporte de nuevos alimentadores.

#### **Consideraciones Adicionales**

En todos los casos indicados anteriormente se debe tener en cuenta que el diseño y expansión de la red de distribución debe considerar aspectos técnicos relacionados con la existencia de: generadores residenciales definidos en el Artículo 149 bis del DFL 4 y la Ley 20.571; Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD); y de otros usuarios del sistema de distribución, como por ejemplo los sistemas de almacenamiento.

En particular, el equipo consultor recomienda la implementación de la Alternativa 1, es decir, se sugiere definir el segmento de distribución como el conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 33 kV, a excepción de ciertas obras específicas que se habiliten a nivel reglamentario, en caso de ser necesario, dentro de un área de concesión de distribución. Esto, debido a las eficiencias de producción y económicas producto del aumento del nivel de tensión nominal, y a su simplicidad de implementación, al no afectar la definición de sistemas de transmisión zonal existentes.

any Transmission Licensee in its capacity as operator of that licensee's Transmission System or the GB Transmission System, and includes any Remote Transmission Assets (owned by a Transmission Licensee within England and Wales) that are operated by that Authorised distributor and any electrical plant, Electricity Meters, and Metering Equipment owned or operated by it in connection with the distribution of electricity, but does not include any part of the GB Transmission System."

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final



## 5.5 Regulación de Nuevos Actores en Distribución

#### 5.5.1 Contexto Actual

Los recientes y progresivos desarrollos tecnológicos en materia de nuevas tecnologías de información, comunicación y control permiten hoy, por una parte, reducir las barreras de entrada al mercado, pero más significativamente tangibilizar mayores beneficios de contar con un segmento más competitivo de comercialización. Entre dichos beneficios se encuentran la mayor diferenciación de servicios energéticos a partir del control y monitoreo con alta granularidad de consumos eléctricos. Desde el punto de vista del consumidor, la presencia de un segmento competitivo de comercialización posibilita la libertad de elección; si bien la homogeneidad del consumo eléctrico y su baja controlabilidad en el pasado no permitía traducir dicha libertad de elección en alternativas distintas de suministro, las tecnologías de comunicaciones, manejo de datos, y control actualmente permiten personalizar el suministro eléctrico de los consumidores. Más aún, con el reconocimiento de distintos atributos de los medios de generación (e.g., renovable, local, de altas emisiones), los consumidores podrían optar a suministros asociados a medios de generación con atributos de su preferencia.

Las nuevas tecnologías en el segmento distribución también permiten materializar hoy muchos de los beneficios potenciales de la respuesta de demanda. La respuesta de demanda, definida como la modificación del patrón de consumo de algunos usuarios en respuesta a una señal (control o precios), tiene el potencial de mejorar el desempeño de las redes en términos de pérdidas, retrasar inversiones en expansión de redes, y permitir mejores arreglos contractuales a partir de la gestión de consumos eléctricos flexibles<sup>125</sup> (e.g., participación en mercados de SSCC).

La provisión de flexibilidad al sistema a partir de la gestión de consumos flexibles permitiría a dichos consumos optar a incentivos o mejores tarifas de suministro que reflejen su aporte a la mejora de eficiencia del sistema. Al mismo tiempo el aprovechamiento de esta flexibilidad puede tener importante valor sistémico al permitir la entrada eficiente de mayores niveles de energías renovables variables. En este contexto, aún no es claro a nivel mundial cuál es la mejor forma de caracterizar el servicio de respuesta de demanda, ni cuáles son los esquemas de incentivo más apropiados para maximizar los beneficios tanto para consumidores (proveedores de respuesta de demanda) como para los usuarios de la flexibilidad. Con respecto a los potenciales usuarios de los servicios de respuesta de demanda se encuentran: (i) Generadores, quienes pueden contratar incrementos o reducciones de demanda para cumplir sus compromisos en los mercados de energía; (ii) el operador del sistema, para la gestión de congestiones en el sistema, provisión de servicios complementarios (en particular reservas de frecuencia); y (iii) las empresas distribuidoras, para la gestión de congestiones en distribución.

La tónica en países que han incentivado la participación de nuevas tecnologías y gestión de la demanda, es la separación del rol de la distribución (propiedad, mantenimiento y operación de redes) del rol de comercialización de energía (e.g., Reino Unido, Australia, New York, Texas, España, Alemania, Dinamarca, Nueva Zelanda, Francia, parcialmente California y Japón). Sin embargo, la regulación vigente en Chile establece que los roles de inversión, operación y mantenimiento de redes de distribución, así como

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

www.isci.cl

<sup>&</sup>lt;sup>125</sup> Consumos flexibles son aquellos en donde existe un desacople entre el servicio que éstos proveen y el perfil de consumo eléctrico; esto es, existen varios perfiles de consumo que cumplen de igual forma el servicio energético. Un ejemplo de éstos es el servicio de carga de vehículos eléctricos, donde el servicio de obtener el auto cargado en un instante dado puede ser obtenido con una infinidad de perfiles de carga en el tiempo.



también aquellas actividades relacionadas con la comercialización de electricidad a clientes regulados, son actividades reguladas de responsabilidad de las empresas distribuidoras dentro de sus respectivas áreas de concesión. En este sentido, la actual definición de los actores, roles y funciones del segmento de la distribución no permite aprovechar plenamente el potencial que los recursos energéticos distribuidos y la integración de nuevas tecnologías de comunicación y control ofrecen para mejorar la calidad de servicio a los usuarios y la eficiencia del sistema eléctrico en general.

#### Comercialización en Chile

En Chile la actividad de comercialización es realizada por las empresas de generación y empresas de distribución. Las posibles transacciones se pueden dar entre: (i) Generadores, (ii) Empresas de generación y distribución, (iii) Empresas de generación y clientes libres, y (iv) Empresas de distribución y clientes finales (regulados y libres). Luego, la regulación no considera la opción que un actor sin activos de generación y distinto de la empresa distribuidora (*i.e.*, comercializador puro), ejerza el rol de comercialización.

Con respecto al rol comercializador de electricidad a clientes regulados, éste es responsabilidad de la empresa distribuidora dueña de la concesión (atención al cliente, facturación, medición, compra de energía), mediante contratos procurados a partir de licitaciones de largo plazo diseñadas, coordinadas y dirigidas por la CNE. Es importante notar que la compra de energía para clientes regulados a partir de licitaciones de largo plazo tiene implícito un mecanismo de suficiencia del sistema (adequacy) que ha permitido a nuevos generadores acceder a créditos para el financiamiento de su instalación. En este contexto, cualquier cambio en el rol de comercialización que actualmente realizan las empresas distribuidoras a partir de los mecanismos de licitaciones de largo plazo implica también una evaluación de los mecanismos de suficiencia de largo plazo del sistema Chileno.

En cuanto a la comercialización a clientes libres, ésta no está sujeta a fijación de precios y tanto empresas distribuidoras como generadoras pueden ofrecer suministro a clientes libres a precios libremente acordados en contratos bilaterales, a los que se adicionan los peajes de distribución correspondientes.

Si bien la comercialización en otras partes del mundo ha sido reconocida como una actividad competitiva incluso para clientes residenciales, y por ende separada del monopolio de las distribuidoras, en Chile la comercialización a clientes con potencia conectada inferior a 500 kilowatts es parte de las actividades reguladas de las concesionarias del servicio público de distribución de electricidad.

#### Agregación y Respuesta de Demanda en Chile

No existe alusión explícita a los conceptos de agregación y respuesta de demanda en la regulación Chilena, sin embargo, el artículo N°148 de la LGSE establece que generadores pueden convenir tanto con clientes libres como regulados, en forma directa o a través de distribuidoras, reducciones o aumentos de demanda que serán imputados a sus suministros comprometidos. A pesar de esto, dicho artículo captura sólo en parte los posibles beneficios de la respuesta de demanda, ya que sólo permite a los generadores materializar beneficios de la respuesta de demanda en los mercados de energía. Al mismo tiempo, no se establecen principios sobre cómo un proveedor de respuesta de demanda interactúa en otros mercados

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final



y servicios, como los servicios complementarios, mecanismos de capacidad, y prestación de servicios para la gestión de la red, entre otros.

#### Actores y Roles en Mercados de Referencia Internacionales

La experiencia internacional considera la participación de distintos actores y roles no contemplados actualmente en la regulación chilena, los cuales se describen a continuación.

Almacenamiento de Energía en Distribución: El almacenamiento tiene características propias de los generadores, consumos, y algunos activos de red, debido a que puede inyectar y retirar energía de la red, proveer soporte de tensión mediante inyección de reactivos, y operar de forma tal de reducir los flujos máximos de corriente en alimentadores y subestaciones, lo que puede derivar en la posibilidad de diferir inversiones. Adicionalmente es un recurso flexible, capaz de proveer reservas de frecuencia al sistema. En general, los sistemas de almacenamiento aportan en distintas dimensiones de eficiencia, confiabilidad y seguridad del sistema.

Dados los múltiples usos del almacenamiento, algunos de los cuales pueden ser mejor proyectados y ejecutados por los operadores de las redes, algunos reguladores (particularmente Ofgem en UK) han optado por la separación legal de roles de almacenamiento/generación y operador de redes de distribución; esto es, operadores de red y operadores y/o dueños de instalaciones de almacenamiento deben ser distintas entidades legales. Con lo anterior se pretende evitar los posibles conflictos de interés entre ambos roles<sup>126</sup> (e.g., la empresa distribuidora restringiendo la actividad del almacenamiento de terceras partes en sus redes para limitar su competencia en mercados de flexibilidad); sin embargo, las empresas distribuidoras pueden solicitar la aprobación de inversiones en almacenamiento de energía al regulador que justifiquen su valor como activo regulado de distribución.

Comercializadores: Los comercializadores son agentes a cargo del suministro (venta) de electricidad a los consumidores a partir de contratos de abastecimiento con medios de generación y/o acceso al mercado mayorista de energía (compra). Adicionalmente los comercializadores pueden ofrecer otros servicios asociados al suministro eléctrico que agregan valor para el usuario, como el monitoreo del consumo a través de aplicaciones en línea, la venta e instalación de equipos eléctricos, programas de fidelidad, entre otros. La experiencia en cuanto a la transición desde un mercado de comercialización regulado, con fijación de precios, hacia un creciente número de consumidores con acceso a contratos libres en un mercado de comercialización competitivo, presenta ciertas variantes en la experiencia internacional. Sin embargo, en general se observan los siguientes hitos:

- 1. **Separación de Roles:** Se establece la separación legal de la empresa distribuidora entre una encargada de la inversión, operación y mantenimiento de redes de distribución, y otra encargada de la comercialización (facturación, gestión comercial) a clientes finales.
- 2. **Creación del Comercializador Puro:** Se crea a nivel regulatorio la figura del comercializador puro, como un agente que compra energía en los mercados mayoristas y la vende a los clientes finales

https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/enabling-competitive-deployment-storage-flexible-energy-system-changes-electricity-distribution-licence

<sup>&</sup>lt;sup>126</sup> Disponible en:



a partir de contratos de suministro. El comercializador puro es un agente independiente de las empresas generadoras y de la empresa distribuidora del área de concesión correspondiente (con variantes en el nivel de separación exigido).

- 3. **Incremento de la Demanda Libre:** Reducción paulatina, en procesos sucesivos de revisión de las condiciones de competencia en el segmento de comercialización, del porcentaje de la demanda sujeta a regulación de precios. Esto se realiza a partir de la reducción del límite mínimo de potencia para clientes con libertad de elección de suministro.
- 4. **Tarifa por Defecto:** Establecimiento de una tarifa por defecto, regulada, que los comercializadores deben aplicar a los consumidores que, siendo sus clientes, no tengan contratos de suministro vigentes. Esto es, consumidores que en el pasado hayan optado por un contrato de suministro libre con el comercializador, pero que éste ya no esté en vigencia. Dicha tarifa corresponde a un mecanismo de protección de riesgo al precio a clientes finales, y en la práctica constituye un precio de referencia, o *price-to-beat*, para contratos de suministro libres.
- 5. Comercializador de Último Recurso: Establecimiento de la figura del comercializador de último recurso como aquel comercializador que debe recibir a los clientes que estén asociados a comercializadores que caen en situación de insolvencia, y que no hayan optado por un nuevo contrato libre con otro comercializador. En principio, el comercializador de último recurso puede ser el comercializador de clientes regulados; sin embargo, éste también puede ser elegido por el regulador en cada ocasión que se requiera, previa negociación. El comercializador de último recurso ofrece suministro a una tarifa regulada que permita a los consumidores tener continuidad de suministro, pero que incentive a los clientes a optar prontamente por un nuevo contrato libre.
- 6. **Hacia la Desregulación Completa del Segmento:** Evaluación periódica de las condiciones de competencia del mercado de comercialización con el objetivo de avanzar en la eliminación progresiva de la tarifa por defecto regulada para consumidores de mayor tamaño.
- 7. **Educación de los consumidores:** Desarrollar herramientas de comparación de ofertas de suministro de comercializadores para los consumidores, como por ejemplo plataformas web, de fácil acceso y uso, y sin costo para el usuario.

Agregadores de Demanda: Los agregadores de demanda son agentes que compran flexibilidad de los consumidores finales y la venden en distintas instancias de mercado. En términos básicos, el agregador de demanda produce incrementos o reducciones coordinadas de demanda por parte de su portafolio de consumidores, las cuales son transadas en mercados de balance y mercados de capacidad. En el caso del mercado de balance, en la actualidad en Reino Unido el agregador debe participar a través del comercializador; sin embargo, se están analizando modificaciones en la regulación para permitir la participación directa de agregadores en los mercados *ex-ante* y de balance.

El rol del agregador es distinto al del comercializador en que el primero no es responsable por el abastecimiento de energía al consumidor, sino que establece contratos para incrementos o reducciones de demanda por sobre una línea base. Existen algunas razones por las que los mismos comercializadores



pueden potencialmente estar desincentivados a ofrecer contratos de respuesta de demanda a sus consumidores (e.g., comercializadores integrados con generadores). Los argumentos anteriores podrían sugerir la necesidad de establecer la separación legal de entidades que presten servicios de comercialización y de respuesta de demanda.

Comunicación de medidores inteligentes y gestión de la información: En el caso de Reino Unido, existe una entidad independiente que provee el servicio de comunicación de medidores inteligentes en todo Reino Unido. En particular, el prestador de dicho servicio (bajo licencia de Ofgem) es responsable de proveer servicio de comunicaciones entre medidores inteligentes y comercializadores, operadores de sistema, y otras compañías de servicios energéticos, de acuerdo a las condiciones de su licencia y las normas asociadas. En particular se establecen condiciones específicas para la protección de información confidencial. La compañía prestadora de estos servicios es conocida como la Compañía de Datos y Comunicaciones.

#### 5.5.2 Discusión Antecedentes

En relación a los actores del sector de distribución eléctrica, y a sus roles y funciones, una primera observación relevante es que en los mercados de referencia de Reino Unido y Australia se realizó la separación entre el segmento de redes de distribución y la comercialización, siendo el segmento de redes calificado como un monopolio natural y regulado, mientras que en el segmento de comercialización se implementan mercados competitivos con bajas barreras de entrada (a excepción de dos estados de Australia en que la comercialización es regulada). En el caso de California, el proceso de apertura de la comercialización fue detenido a partir de la crisis del año 2000, sin embargo en la actualidad se evalúa la reapertura del mercado de comercialización habilitando nuevamente la decisión de los consumidores (Customer Choice). Se espera que al año 2020 en California cerca del 80% de la demanda no será provista por Investor Owned Utilities, que hoy concentran el 70% de la demanda en California, sino que por otras alternativas como los Community Choice Aggregators, Direct Access Providers, o Rooftop Solar<sup>127</sup>. Si bien una empresa privada puede participar en más de un segmento del mercado eléctrico (por ejemplo, redes de distribución y comercialización), el regulador se encarga de que no exista distorsión de la competencia de algún sector del mercado. A modo de ejemplo, en Reino Unido se ha analizado que la competitividad del sector comercialización podría verse amenazada por la integración entre comercializadores y generadores 128; sin embargo, no se han tomado acciones concretas al respecto.

En los países con comercialización completamente separada de la distribución, el regulador por lo general se limita a establecer criterios para la relación de los comercializadores con el consumidor final. Sin embargo, el regulador en Reino Unido ha recientemente establecido límites a las tarifas de la mayoría de los consumidores residenciales<sup>129</sup>, en respuesta a una preocupación sobre la equidad en la distribución de las tarifas. En el caso de Australia, que cuenta con dos Estados regulados en comercialización, se establecen límites a las tarifas en base a un benchmark de costos de un comercializador eficiente, incluyendo costos de oportunidad<sup>130</sup>.

Retail Electricity Pricing Inquiry, ACCC, 2017.

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

www.isci.cl

<sup>&</sup>lt;sup>127</sup> Disponible en: <a href="https://www.energy.ca.gov/releases/2017\_releases/2017-04-11\_Retail\_Choice\_En\_Banc\_ma.pdf">https://www.energy.ca.gov/releases/2017\_releases/2017-04-11\_Retail\_Choice\_En\_Banc\_ma.pdf</a>

<sup>&</sup>lt;sup>128</sup> Does ownership unbundling matter? Evidence from UK energy markets, ESRC CCP, 2007.

<sup>&</sup>lt;sup>129</sup> Domestic Gas and Electricity (Tariff Cap) Act, 2018.

<sup>&</sup>lt;sup>130</sup> Advice on best practice retail price methodology, AEMC, 2013.



Al comparar los mercados de referencia analizados con el mercado de la distribución eléctrica en Chile, es importante notar que en nuestro país se observan menores niveles de consumo total y promedio que en los distintos mercados de referencia, un menor valor de los activos de distribución, asociados también a una menor confiabilidad de las redes, y una densidad de consumos comparativamente baja. Estos aspectos son relevantes a la hora de analizar la aplicación de esquemas regulatorios y estructuras de mercado internacionales al contexto nacional, y por ende requieren especial consideración al definir actores, roles, y funciones.

A pesar de las diferencias entre la realidad Chilena y los mercados de referencia analizados, la regulación en dichos mercados de referencia ofrece algunos ejemplos de mecanismos que pueden ser útiles para abordar los desafíos específicos identificados en el diagnóstico de la distribución en Chile. En particular, una observación relevante que se hizo en dicho diagnóstico es que la condición de monopolio regulado del segmento representa una barrera de entrada a nuevos participantes que podrían mejorar la eficiencia en servicios potencialmente competitivos. Dado esto, es relevante adaptar de buena forma los esquemas competitivos de los mercados de referencia a la realidad Chilena, de manera de materializar sus beneficios sin perder aspectos favorables de la regulación vigente en Chile.

Los impactos de la participación de comercializadores en Reino Unido y Australia han recibido variadas opiniones a lo largo del proceso de desregulación, donde se ha argumentado en algunos casos que si bien existe evidencia de competencia en el mercado de comercialización, no todos los usuarios tienen la capacidad, tiempo o disposición para obtener la mejor tarifa disponible para ellos en el mercado debido a la dificultad para evaluar y obtener la mejor alternativa de suministro. Adicionalmente, se ha discutido que la complejidad de los productos ofrecidos por comercializadores dificulta la evaluación de opciones de suministro por parte de los consumidores, quienes terminan optando por mantenerse en tarifas menos competitivas<sup>131</sup>. Otra característica relevante del modelo de comercializadores es que éstos pueden no ser capaces por sí solos de generar incentivos a la inversión eficiente en generación debido a su foco en contratos de abastecimiento de corto y mediano plazo; razón por la cual algunos mercados han implementado mercados de capacidad adicionales (*e.g.*, Reino Unido). A continuación se listan algunos de los riesgos más relevantes que la mayor apertura de la comercialización podría implicar para los consumidores, y los mecanismos de mitigación asociados:

- 1. Riesgo: Usuarios poco involucrados en la búsqueda de mejores alternativas de suministro. Mitigación: Establecer una tarifa por defecto, regulada, que los comercializadores deben aplicar a los consumidores que, siendo sus clientes, no tengan contratos de suministro vigentes. Esto es, consumidores que en el pasado hayan optado por un contrato de suministro libre con el comercializador, pero que éste ya no esté en vigencia. Dicha tarifa corresponde a un mecanismo de protección de riesgo al precio a clientes finales, y en la práctica también constituye un precio de referencia, o price-to-beat, para contratos de suministro libres.
- 2. **Riesgo:** Insolvencia de comercializadores.

**Mitigación:** Establecer la figura del comercializador de último recurso como aquel comercializador que debe recibir a los clientes que estén asociados a comercializadores que caen

Fairness in Retail Energy Markets? Evidence from the UK, CPP, 2018.

<sup>&</sup>lt;sup>131</sup>A critique of the Victorian retail electricity market, CME, 2015.



en situación de insolvencia, y que no hayan optado por un nuevo contrato libre con otro comercializador. En principio, el comercializador de último recurso puede ser el comercializador de clientes regulados; sin embargo, éste también puede ser elegido por el regulador en cada ocasión que se requiera, previa negociación. El comercializador de último recurso debe ofrecer suministro a una tarifa regulada que permita a los consumidores tener continuidad de suministro, pero que incentive a los clientes a optar prontamente por un nuevo contrato libre. Adicionalmente, para reducir el riesgo de insolvencia de comercializadores, se deben establecer restricciones al manejo financiero de las empresas y la entrega de garantías para asegurar el cumplimiento de compromisos adquiridos con los consumidores y con empresas generadoras.

3. **Riesgo:** Dificultad de usuarios para identificar mejores alternativas de suministro. **Mitigación:** Desarrollar herramientas de comparación de ofertas de suministro de comercializadores para los consumidores, como por ejemplo plataformas web, de fácil uso, acceso y sin costo para el usuario. Adicionalmente, el regulador puede establecer restricciones a la duración (típicamente 1 año), estructura (*i.e.*, componentes de la tarifa) y nombres de las tarifas con el objetivo de facilitar la comparación de distintas alternativas por parte de los consumidores.

Dentro de las ventajas de la introducción de competencia en el segmento de comercialización es que favorece la implementación de soluciones innovadoras de suministro a consumidores finales, lo que cobra cada vez más relevancia en vista de los desarrollos tecnológicos recientes en distribución (por ejemplo, electromovilidad, microrredes, respuesta de demanda, y generación distribuida). Un beneficio adicional asociado a la presencia de comercializadores que debe ser considerado para el caso Chileno es contar con un agente independiente de la empresa de distribución, con visibilidad importante de la red y su operación, y que agrupa a un número importante de consumidores de menor tamaño. En este sentido, una regulación que permita la participación de comercializadores, y alinee sus intereses con aquellos del consumidor en términos de calidad de servicio, es potencialmente favorable para la mejor fiscalización del desempeño de empresas distribuidoras y protección al consumidor.

Además de la comercialización, el servicio de conexión de nuevos consumidores y/o generación distribuida en las redes de distribución ha sido abierto a competencia en los mercados de referencia, con lo que se han conseguido menores costos de conexión y mejores tiempos de respuesta del servicio (Ofgem, 2015). Esto último puede ser particularmente interesante de analizar para el caso Chileno, en vista del gran número de solicitudes de conexión de generación distribuida (PMGD) en los últimos años <sup>132</sup>. Complementariamente, otros mecanismos de regulación por rendimiento permiten mejorar el desempeño de empresas distribuidoras en términos de conexión de nuevos usuarios en base a esquemas de incentivos.

En relación a la desregulación del segmento de comercialización a un creciente número de usuarios, si bien la libertad de precios a priori no es estrictamente incompatible con la existencia de un sistema de licitaciones de suministro (e.g., en el extremo se podría obligar a los comercializadores a abastecerse a partir de contratos de suministro provenientes de las licitaciones), éstas sí son incompatibles con la libertad de los comercializadores de establecer contratos de suministro personalizados en el mercado

<sup>&</sup>lt;sup>132</sup> Disponible en:



mayorista. Dicha libertad de contratación es necesaria para facilitar la segmentación del mercado y la creación de nuevos productos y servicios con valor agregado para los consumidores finales. En particular, a partir de la libertad de contratación en mercados mayoristas los comercializadores pueden ofrecer contratos con distintos niveles de protección al riesgo y distintos mix tecnológicos (*e.g.,* atributo renovable, generación local), con el potencial de mejorar el excedente a los consumidores y la eficiencia del mercado.

Resulta conveniente recurrir a la visión de futuro de la distribución eléctrica, plasmada en la sección 2 de este documento, al momento de evaluar la conveniencia de implementar cambios regulatorios como antecedente adicional al potencial impacto en las condiciones actuales del sistema. En esta visión de futuro, la distribución se perfila como una infraestructura habilitante de transacciones comerciales y de energía, donde es necesario evitar tanto conflictos de interés entre roles, como abuso de posición dominante de actores. En particular, respecto de la contribución de nuevos actores y roles en la visión de futuro de la distribución en Chile, es posible hacer el siguiente análisis y observaciones:

- 1. La visión de futuro de la distribución contempla la creciente aparición de cargas eléctricas con mayores niveles de flexibilidad (e.g., vehículos eléctricos) y la disponibilidad de infraestructura de control y comunicaciones avanzada en los hogares, lo que permitirá por una parte aumentar la elasticidad al precio de la energía por parte de los consumidores y por otra habilitar la gestión de sus consumos a partir de señales de control y/o comunicaciones. Al mismo tiempo, los consumidores tendrán distintas preferencias de suministro a partir de fuentes de generación con atributos específicos, como por ejemplo generación por fuentes renovables o generación distribuida local. Con esto, la desregulación de la comercialización a un mayor número de usuarios y la introducción de nuevos agentes permitirá la segmentación del mercado y creación de nuevos productos y servicios destinados a satisfacer las necesidades y preferencias de distintos tipos de usuarios.
- 2. Un mercado de comercialización competitivo permitiría a usuarios de mayor flexibilidad acceder a contratos de suministro que reflejan de mejor manera los costos del mercado mayorista; luego, aprovechando la flexibilidad en su perfil de consumo podrían beneficiarse de menores costos de suministro y al mismo tiempo reducir los requerimientos del sistema en horarios de mayor demanda, mejorando así la eficiencia global del sistema.
- 3. Si bien tanto la segmentación del mercado como la eficiencia antes mencionada se puede lograr a partir del diseño de tarifas que reflejan de mejor forma los costos del sistema, y las preferencias y potencial de los usuarios, no es claro cómo el regulador determinaría los distintos tipos de contratos y el volumen de cada uno en las licitaciones de suministro a empresas distribuidoras.
- 4. La participación de agregadores de demanda permite materializar beneficios de la respuesta de demanda a partir de la gestión de consumos flexibles para la oferta de servicios de gestión de redes, y participación en mercados de flexibilidad.



- 5. La presencia de comercializadores y agregadores de demanda permite mayor visibilidad de la red por parte de actores distintos de la empresa de distribución, lo que permite un mayor control del desempeño de las redes de distribución en términos de calidad de servicio.
- 6. Para evitar barreras de entrada o ejercicio de posición dominante de las empresas distribuidoras hacia nuevos participantes es deseable que la información acerca de los suministros de los consumidores sea obtenida y/o gestionada por una entidad distinta de la empresa distribuidora.
- 7. De implementarse un mercado de comercialización competitivo, se debe generar una transición gradual que permita liberar clientes regulados cuyo consumo está asociado a contratos de largo plazo provenientes de las licitaciones de suministro a distribuidoras. Una alternativa para esto es bajar el porcentaje de energía contratado a partir de licitaciones de largo plazo, y permitir que la diferencia sea contratada por cada comercializador directamente en función de la demanda de los clientes que atrae a partir de contratos de suministro libres.
- 8. Para evitar conflictos de interés entre los roles de comercialización y agregación de demanda, y los roles que permanezcan en la empresa distribuidora regulada, es necesario desacoplar completamente los ingresos permitidos de la empresa distribuidora de las ventas de energía y potencia a los consumidores dentro de su área de concesión. Adicionalmente, se debe separar el negocio de comercialización de energía del negocio de inversión, y del negocio de operación de red en las empresas distribuidoras.

### 5.5.3 Propuesta de Modificación Regulatoria

En función del análisis y discusión de antecedentes nacionales e internacionales, la propuesta conceptual de cambio regulatorio en el eje temático de actores y roles es la siguiente.

- A. Diferenciar las **actividades y remuneración** asociadas a las actividades de comercialización de energía a clientes regulados, operación de la red de distribución, inversión y mantenimiento de redes, y lectura y comunicación de medidores; hoy de responsabilidad de las empresas distribuidoras.
- B. Especificación del rol de comercializador de energía, con las siguientes consideraciones:
  - El rol del comercializador es suministrar energía y potencia a clientes finales a partir de contratos bilaterales de abastecimiento con generadores, los que pueden o no provenir de licitaciones de largo plazo organizadas por la CNE, en una fracción o en su totalidad. Bajo este entendido, y sin perjuicio de otros negocios que pueda realizar el comercializador con sus clientes, estos no pueden condicionar la prestación del servicio eléctrico (e.g., el no pago por la venta de productos y servicios distintos del suministro eléctrico no puede originar el corte de suministro).
  - El comercializador se convierte en la contraparte única con el cliente para efectos del servicio eléctrico. Por consiguiente, se debe establecer una regulación de la interacción entre comercializadores y consumidores en términos de las cláusulas admisibles de los



contratos, derechos y deberes sobre el manejo de la información, que aseguren la protección adecuada de los consumidores finales.

- Se debe evitar conflictos de interés y asimetrías de información entre la empresa distribuidora y otros nuevos comercializadores que signifiquen una barrera de entrada. En particular, el rol de comercialización de las empresas distribuidoras debe limitarse o suprimirse progresivamente.
- La responsabilidad sobre la calidad de servicio debe permanecer en la empresa distribuidora, quien es la única capaz de gestionarla.
- Establecer requisitos de solvencia económica de los agentes que pueden ejercer el rol de comercializadores, y procedimientos para transferencia de consumidores desde comercializadores que caen en insolvencia a otros comercializadores.
- C. Diseñar un proceso de transición gradual hacia la desregulación de la comercialización a un creciente número de consumidores, que considere las siguientes etapas:
  - Separación de Roles: Establecer la separación legal de la empresa distribuidora entre las siguientes entidades: (i) aquella encargada de la inversión, operación y mantenimiento de redes de distribución, (ii) aquella encargada de la gestión de información de medidores inteligentes, y (iii) aquella encargada de la comercialización (contrato de suministro, facturación, gestión comercial) a clientes regulados a partir de licitaciones de largo plazo organizadas por la CNE.
  - Creación del Comercializador Puro: Crear la figura del comercializador puro, como un agente que compra energía en el mercado mayorista y la vende a los clientes libres a partir de contratos de suministro. El comercializador puro es un agente independiente de las empresas generadoras y de la empresa distribuidora del área de concesión correspondiente (separación legal). La diferencia entre un comercializador puro y una empresa generadora es que el comercializador puro no posee activos de generación. La posesión de activos de generación funciona como una protección de riesgo para una empresa comercializadora, ya que le permite limitar su exposición al precio spot para cumplir sus compromisos de suministro. Al mismo tiempo, los activos de generación pueden operan como garantía de los contratos de suministro de un comercializador. Sin embargo, la misma protección al riesgo se puede conseguir mediante la firma de contratos bilaterales de abastecimiento con terceros, y la garantía puede ser reemplazada por condiciones de espaldas financieras del comercializador. Luego, las mismas restricciones que se imponen a las empresas generadoras para participar en el mercado spot y ejercer el rol de comercializador son replicables en el caso de un comercializador puro, haciendo la exigencia de poseer activos de generación innecesaria.
  - Incremento de la Demanda Libre: Reducir paulatinamente, en procesos sucesivos de licitación de suministro a distribuidoras, el porcentaje de la demanda contratada en



licitaciones de largo plazo. Paralelamente, reducir paulatinamente el límite mínimo de potencia para acceder a contratos de suministro bilaterales (*i.e.*, límite inferior de cliente libre), de manera de habilitar la libertad de contratación de suministro a un número creciente de consumidores en la medida en que éstos no quedan asociados a contratos de largo plazo resultado de las licitaciones.

- Mecanismo de Suficiencia: Debido a la reducción progresiva de la demanda contratada mediante licitaciones de largo plazo, el regulador debe evaluar periódicamente el impacto que la liberación de clientes regulados tiene sobre la suficiencia del sistema y, de considerarse necesario, incorporar un mecanismo de suficiencia adicional al sistema. A modo de ejemplo, se puede introducir un mecanismo de capacidad en base a contratos de largo plazo por contribución a la potencia de punta del sistema, como el caso de Reino Unido u otros atributos necesarios para la operación del sistema eléctrico (e.g., flexibilidad); sin embargo, la necesidad y el diseño específico del mecanismo debe ser analizado en más detalle.
- Tarifa por Defecto: Establecer una tarifa por defecto, regulada, que los comercializadores deben aplicar a los consumidores que, siendo sus clientes, no tengan contratos de suministro vigentes. Esto es, consumidores que en el pasado hayan optado por un contrato de suministro libre con el comercializador, pero que éste ya no esté en vigencia. Dicha tarifa corresponde a un mecanismo de protección de riesgo al precio a clientes finales en la transición hacia un mercado competitivo de comercialización. En la práctica constituye un precio de referencia, o price-to-beat, para contratos de suministro libres.
- Comercializador de Último Recurso: Establecer la figura del comercializador de último recurso como aquel comercializador que debe recibir a los clientes que estén asociados a comercializadores que caen en situación de insolvencia, y que no hayan optado por un nuevo contrato libre con otro comercializador. En principio, el comercializador de último recurso puede ser el comercializador de clientes regulados; sin embargo, éste también puede ser elegido por el regulador en cada ocasión que se requiera, previa negociación. El comercializador de último recurso debe ofrecer suministro a una tarifa regulada que permita a los consumidores tener continuidad de suministro, pero que incentive a los clientes a optar prontamente por un nuevo contrato de libre.
- Hacia la Desregulación Completa del Segmento: Evaluar periódicamente las condiciones de competencia del mercado de comercialización con el objetivo de avanzar en la reducción del límite mínimo de potencia de clientes libres (i.e., seguir ampliando la demanda en el mercado competitivo de comercialización) y reducir los niveles de contratación del comercializador regulado. Al mismo tiempo, para reducir las barreras de entrada de nuevos comercializadores, se debe evaluar la eliminación progresiva de la tarifa por defecto regulada para consumidores de mayor tamaño.



• Educación de los consumidores: Desarrollar herramientas de comparación de ofertas de suministro de comercializadores para los consumidores, como por ejemplo plataformas web, de fácil uso, simples de acceder, y sin costo para el usuario.

Cabe señalar respecto de los mecanismos redistributivos actualmente vigentes, que se encuentran incorporados en el cálculo de las tarifas a clientes finales de la distribución (e.g., RGL, RGL+, equidad tarifaria), que todos ellos son aplicables en el paradigma de comercialización desregulada. Los esquemas actualmente vigentes que operan a partir de modificaciones del precio de nudo de energía pueden ser implementados de igual forma a partir de un subsidio al cargo por energía que el usuario recibe por parte del comercializador, calculado en base a los diferenciales de precios de nudo de corto plazo. Por otro lado, con respecto a los costos de red, se puede realizar una redistribución a partir del traspaso de un porcentaje de los ingresos totales permitidos desde un área de concesión a otra, previo a la aplicación de la metodología de cálculo de tarifas a usuarios finales.

- D. Especificación del rol de agregador de recursos distribuidos (*distributed energy resources* o DERs), con las siguientes consideraciones:
  - El rol del agregador de DERs es gestionar de manera agregada los retiros y/o inyecciones de usuarios de la red de distribución con el objetivo de participar en mercados mayoristas de energía, mercados de flexibilidad, y entregar servicios a operadores de red, el Coordinador Eléctrico Nacional, y generadores, entre otros potenciales demandantes.
  - Se debe establecer una regulación de la interacción entre agregadores de DERs y los distintos usuarios de la red en términos de las cláusulas admisibles de los contratos, derechos y deberes sobre el manejo de la información, que aseguren la protección adecuada de los consumidores finales. Establecer requisitos de solvencia económica de los agentes que pueden ejercer este rol.
  - Se debe habilitar el acceso de agregadores de DERs a los distintos mercados de flexibilidad y mercado mayorista de energía, con los requisitos y garantías que el regulador y el Coordinador Eléctrico Nacional exijan para estos efectos. Adicionalmente, la regulación debe evitar conflictos de interés y asimetrías de información entre la empresa distribuidora y agregadores de recursos distribuidos que signifiquen una barrera de entrada a este nuevo actor.
- E. Especificación del rol de Gestor de Información de Medidores Inteligentes con las siguientes consideraciones:
  - Entidad regulada a cargo de gestionar los datos proporcionados por medidores inteligentes, y comunicar información a los distintos agentes del sistema en formato y granularidad que les permita gestionar su negocio y facturación, resguardando la protección de la privacidad e información de los consumidores.



- Tarifas reguladas: Las tarifas a los distintos agentes por la provisión del servicio de gestión de información de medidores inteligentes deben ser determinadas por el regulador, dado el carácter monopólico del servicio.
- La principal razón para crear al gestor de información de medidores inteligentes como entidad separada de la distribuidora (y separado de otros agentes que participan en el mercado de distribución), es el hecho de que esto permite resguardar la neutralidad en el acceso y uso de la información por parte de los distintos actores de la distribución, y adicionalmente, facilita el resguardo de la privacidad de los datos de los usuarios.
- F. Se debe asegurar en la regulación el acceso abierto a las redes de distribución de todos los usuarios, sujeto al cumplimiento de los reglamentos asociados y el pago de infraestructura y servicios correspondientes en la forma y plazo definidos.

Para ilustrar de mejor manera los roles se interacciones de los actores que forman parte de la propuesta conceptual, la Figura 5.2 muestra las interacciones comerciales previstas (e.g., contratos de suministro, provisión de otros servicios energeticos) del conjunto de actores discutidos en esta sección.

Página 99 de 169 www. isci.cl



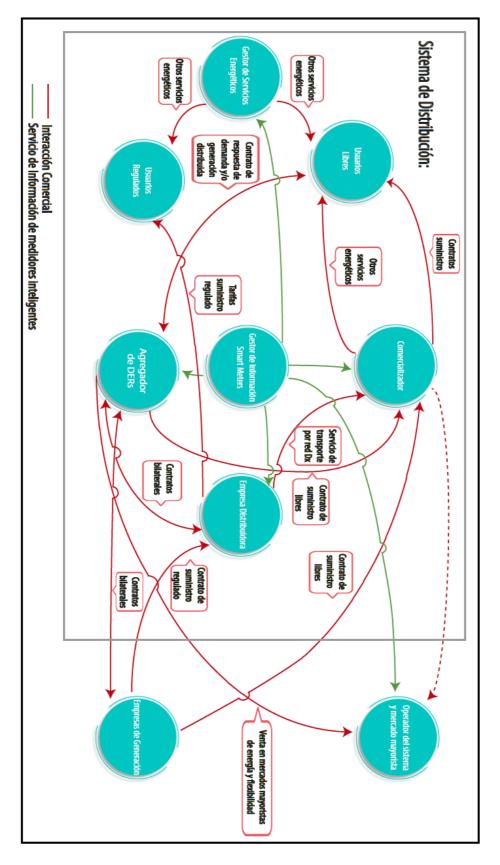


Figura 5.2. Interacciones comerciales de nuevos actores.



## 5.6 Valorización y Remuneración de la Distribución

#### 5.6.1 Contexto Actual

El proceso de valorización es uno de los elementos centrales en el proceso de regulación de la distribución, definiendo una parte relevante de los incentivos para el funcionamiento de las empresas distribuidoras (Pérez-Arriaga, 2013). Desde un punto de vista conceptual, diversos esquemas regulatorios pueden diferenciarse principalmente en la forma de considerar el legado de los activos reales y cómo considerar las decisiones hacia el futuro, particularmente en la vinculación de las alternativas de expansión. Históricamente, el esquema básico de regulación utilizado es el llamado cost-of-service, cost-plus, o rate-of-return donde la remuneración recibida por las empresas resulta de compensar sus costos de inversiones y asegurar una rentabilidad regulada. Este esquema considera todo el legado y toma decisiones vinculantes hacia el futuro. Este esquema tiene diversos aspectos negativos, ampliamente discutidos en la literatura y reconocidos de manera empírica, siendo el más relevante la no generación de incentivos directos a una operación eficiente. Chile fue pionero en el desarrollo de esquemas regulatorios alternativos basados en la noción de generar incentivos a la eficiencia a través del desarrollo de esquemas de valorización que no se relacionan directamente con los costos efectivos de la operación de la empresa real. En el caso chileno esto se ilustra claramente al estar el esquema de valorización asociado a la optimización de una empresa modelo ficticia que se renueva en cada nuevo período regulatorio. Este esquema no considera el legado ni los activos reales de las empresas. Otros esquemas basados en incentivos consideran aspectos de los sistemas reales en mayor o menor medida y la vinculación o no de los planes de expansión. Frente a la irrupción de cambios tecnológicos relevantes que complejizan los sistemas de distribución hacia sistemas con un mayor número de fuentes de incertidumbre y cambios más abruptos se hace necesario evaluar críticamente los esquemas de valorización (Jenkins & Pérez-Arriaga, 2017). Finalmente, frente a la posibilidad de cambios en el esquema de valorización, es relevante reconocer el hecho de que no existe un esquema óptimo de valorización y que las posibles modificaciones deben ponderar los impactos en una serie de factores económicos y prácticos.

En Chile, el cálculo de la remuneración de las empresas distribuidoras se realiza a partir de la valorización de una empresa modelo eficiente, que optimiza su infraestructura, planes de mantenimiento, y operación, para suministrar de manera óptima a los clientes en un área de concesión que recibe el nombre de área típica, en un horizonte de 15 años.

Cada cuatrienio la CNE recopila los datos relevantes para determinar el Valor Agregado de Distribución (VAD) real que tuvieron las empresas, así como también el informe de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) que emite la SEC desde su base de datos conformada por datos entregados por la industria y auditados por un consultor externo. A partir del VAD real de cada empresa, se aplica una metodología para obtener una curva de VAD teórico por unidad de potencia, y así determinar las áreas típicas en función de la similitud de dichos valores.

Con las áreas típicas definitivas y los valores VNR definidos por la SEC, tanto la CNE como las empresas distribuidoras encargan estudios de cálculo del VAD para las empresas modelo, una por cada área típica. El valor final del VAD utilizado para el proceso de tarificación resulta de la ponderación 2/3 del valor resultante del estudio encargado por la CNE y 1/3 el encargado por las empresas, para cada área típica. Lo anterior genera incentivos a cada parte a no revelar su mejor estimación del VAD (subestimar o



sobreestimar). Al mismo tiempo, el uso de un número limitado de áreas típicas sobre las cuales se simulan empresas modelo es uno de los factores que explica las diferencias entre las rentabilidades esperadas y reales de las empresas. En el esquema actual, las variaciones en la rentabilidad de las empresas está en parte asociada a diferencias entre la empresa real y la empresa modelo, y no necesariamente al desempeño de la empresa en indicadores relevantes de la industria.

El valor anualizado de la inversión es calculado a partir del VNR de la empresa modelo, considerando una tasa de retorno del 10% real anual. Los activos son depreciados en el horizonte de evaluación de acuerdo a una tabla diferenciada por tipo de activo (e.g., 40 años para obras civiles en S/E, estructuras de líneas y edificios, 20 años para conductores, 10 años para vehículos). A partir del valor anualizado de la inversión, los costos operacionales, y los costos de pérdidas de energía de la empresa modelo, se realiza el cálculo de las tarifas de distribución que aplicará a todas las empresas asociadas a cada área típica a partir de los siguientes decretos tarifarios:

- 1. Decreto que fija las fórmulas tarifarias aplicables al suministro de precio regulado que efectúan las empresas concesionarias de distribución para el cuatrienio 2016 2020.
- 2. Decreto de fijación de precios de los servicios no consistentes en suministros de energía asociados a la distribución eléctrica.
- 3. Decreto que fija los valores que servirán de entrada para las fórmulas del decreto №11T.

Finalmente, la rentabilidad real proyectada de las empresas distribuidoras es calculada a partir del VNR de los activos auditados por la SEC y las tarifas resultantes del proceso de cálculo del VAD para cada empresa modelo. En este sentido, el mecanismo no considera el cálculo de la rentabilidad real de las empresas. El proceso de chequeo de rentabilidad se realiza de acuerdo a proyección de ingresos de la empresa al crecimiento esperado de la demanda y se calcula sobre el VNR de la empresa, no sus activos contables. La industria como un todo debe mantener una rentabilidad en la banda entre el 6% y el 14%, la que en caso de no cumplirse producirá un ajuste de las tarifas para igualar la rentabilidad del límite más cercano de la banda. Una vez fijadas las tarifas para un plazo de 4 años éstas no se ajustan en función de las decisiones de inversión u operación de cada empresa dentro del periodo de regulación de tarifas.

Para el cálculo del VAD, los consultores independientes deben determinar las componentes de costo de distribución para cada una de las áreas típicas de distribución definidas por la CNE. El consultor debe presentar los costos de la empresa modelo desglosados en la forma y formato que defina la comisión.

El principio detrás de la metodología de cálculo de remuneraciones mediante empresa modelo es simular la competencia de la empresa existente frente a un potencial entrante, que construiría las redes con la tecnología y costos disponibles en el presente. Por consiguiente, la infraestructura resultante de la simulación es valorizada a VNR, que constituye la base de activos regulados sobre la cual se calcula la remuneración de las empresas reales.

Respecto del proceso de valorización en Chile, en general se advierten pocas instancias de reducción de asimetrías de información, las cuales son inherentes a cualquier esquema de regulación de monopolios



naturales. En particular, el proceso basado en una empresa modelo al abstraerse, por construcción, de la información específica de la empresa real dificulta la reducción de dichas asimetrías en procesos sucesivos de valorización y remuneración de las empresas.

El mecanismo actual de valorización en Chile puede interpretarse como una regulación de precios *ex-ante* en base a *price-cap*. Las empresas distribuidoras reciben un límite a las tarifas que pueden cobrar a consumidores en su área de concesión, no así a los ingresos que pueden percibir en el periodo regulatorio (salvo banda de rentabilidad). Dentro de un período tarifario los ingresos de las compañías están fuertemente correlacionadas con el consumo eléctrico de los clientes en su área de concesión debido al uso de tarifas volumétricas. Al mismo tiempo, el mecanismo tiene un incentivo implícito a la reducción de pérdidas eléctricas en las redes.

#### 5.6.2 Discusión Antecedentes

La regulación de monopolios naturales debe tener como objetivo incentivar a la industria regulada a alcanzar niveles de eficiencia, innovación y otros, similares a los que alcanzaría al estar inmersa en un entorno de mercado competitivo. Si bien la realidad de los sistemas físicos asociados al segmento de distribución de electricidad imposibilita la implementación de mercados competitivos en todos sus segmentos, es importante implementar esquemas regulatorios que aseguren el cumplimiento de objetivos de eficiencia y calidad de servicio. Entre los objetivos relevantes de una regulación para monopolios naturales se encuentran (Laffont & Tirole, 1993):

- 1. **O1.** Provisión de los servicios eléctricos asociados de manera eficiente incluyendo eficiencia de asignación, producción y dinámica.
- 2. **O2.** Retribución a las empresas participantes solamente de los costos económicos asociados.

Históricamente la regulación de los sistemas de distribución se ha basado en dos grandes paradigmas: regulación del tipo *cost-of-service* y regulación basada en incentivos.

La regulación de tipo *cost-of-service* fue el esquema tradicionalmente utilizado en la industria eléctrica previo a los procesos de privatización, donde la remuneración de las empresas se basaba en la aplicación de tarifas para recuperar los costos asociados junto a una ganancia razonable por la provisión del servicio (Kip, Harrington & Vernon, 2005). Este *cost-of-service* se calcula como la suma de los costos de operación, mantenimiento, depreciación, impuestos y un retorno en el valor de las inversiones de la empresa distribuidora. Los inconvenientes de este esquema regulatorio son conocidos e incluyen: bajos incentivos para reducir costos así como una tendencia de las empresas distribuidoras a escoger un mix tecnológico inapropiado; una exacerbada asimetría de información con el regulador, al existir el incentivo a reportar costos mayores a los reales con el objetivo de aumentar los ingresos permitidos por el regulador (Di Tella & Dyck, 2002); y una tendencia a sobreinvertir caracterizada por el efecto Averch-Johnson (Kip, Harrington & Vernon, 2005). Este esquema regulatorio requiere un fuerte involucramiento y recursos del regulador quien debe analizar los planes de inversiones para las distribuidoras (Joskow, 2006). Adicionalmente, el foco excesivo en minimizar los costos de la empresa distribuidora no permite la evaluación efectiva de inversiones que aumenten el valor a los consumidores (Malkin & Centolella, 2014).



Los desafíos asociados al esquema de tipo cost-of-service para entregar incentivos a una operación eficiente resultaron en el desarrollo de nuevos esquemas regulatorios. En particular, la regulación por incentivos incorpora elementos explícitos de diseño para una operación que reduzca los costos, innovación, mejorar calidad del servicio, entre otros elementos relevantes (Kip, Harrington & Vernon, 2005). Esquemas de regulación por incentivos se basan en la idea de fijar valorizaciones no relacionadas directamente con los costos efectivos de la empresa de distribución dando incentivos para una operación eficiente (Pollitt, 2004). El gran elemento diferenciador de diversos esquemas por incentivos para la distribución eléctrica es el grado de consideración de la información de la red real. Pionero del esquema de regulación por incentivos a nivel de distribución eléctrica es el modelo chileno basado en una empresa modelo ficticia desarrollado en Chile a comienzos de los años 80 (Fischer & Serra, 2000; Bustos & Galetovic, 2004). Este esquema está en un extremo al no considerar, al menos en su concepción teórica, ninguna información de la empresa real. En la Figura 5.3 se ilustra este esquema reflejando el hecho que en cada período regulatorio la valorización de la empresa modelo parte desde cero, no existiendo relación con la base de activos reales de la empresa. En un período de cambios tecnológicos relevantes, este esquema podría exacerbar riesgos del tipo de obsolescencia tecnológica. El principal atributo positivo de este esquema es generar de manera directa los incentivos a una operación eficiente por parte de la empresa. Similarmente la carga y rol del regulador es minimizado, elemento que también fue relevante en la concepción de este esquema regulatorio (Di Tella & Dyck, 2002).

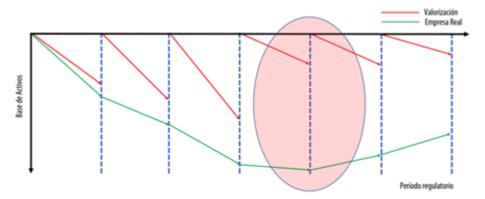


Figura 5.3. Representación del esquema de valorización sin información de la empresa real.

Otros esquemas por incentivos como el implementado en el Reino Unido (Jenkins, 2011) o Australia estarían en el otro extremo, donde la valorización se sustenta en planes de negocios de activos reales de las empresas. El modelo implementado en California, aunque definido del tipo cost-of-service más incentivos adicionales, también considera planes de negocio reales de las empresas. En este tipo de esquemas la valorización sí considera información de los activos reales de la empresa e incluso algunas decisiones de expansión son de naturaleza vinculante. En este caso el riesgo por obsolescencia tecnológica se minimiza, pero los incentivos para la expansión eficiente no son necesariamente iguales que en el esquema de empresa modelo sin legado. En la Figura 5.4 se presenta una representación del esquema de valorización que considera información de la empresa real en cada período regulatorio.

Página 104 de 169 www. isci.cl



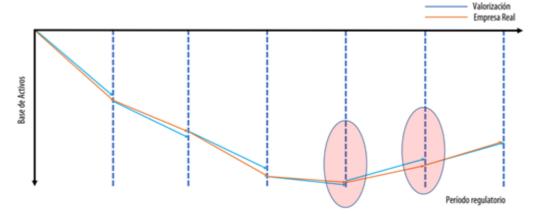


Figura 5.4. Representación del esquema de valorización con información de la empresa real.

Por construcción, tal como fue mencionado, el mecanismo de empresa modelo remunera la red más eficiente capaz de abastecer la demanda de un área de concesión cumpliendo los estándares de seguridad y calidad de servicio de la industria. Esta característica está en línea con el objetivo relevante 1 (O1). Sin embargo, un supuesto relevante para que esta aseveración tenga algún tipo de impacto en la implementación es que no existan asimetrías de información relevantes entre las empresas distribuidoras reales y el regulador, en cuanto a los criterios y costos eficientes de desarrollo y operación de la red óptima. Dado que dichas asimetrías de información sí pueden ser relevantes entre las empresas distribuidoras y el regulador es que en la práctica pueden existir diferencias significativas entre la valorización asociada a la red óptima desde los puntos de vistas de las empresas y el regulador. Con respecto a los supuestos clave sobre los que se fundamenta la eficiencia del cálculo de remuneraciones mediante empresa modelo, en Chile se observan una serie de factores que afectan la validez de dichos supuestos, y por ende afectan la eficiencia de la metodología. En particular se pueden mencionar los siguientes:

- 1. El regulador y el consultor independiente que ésta designe para realizar su estudio de VAD tienen asimetrías de información que pueden ser relevantes para el cálculo de la empresa modelo eficiente (e.g., estimación de costos de obras y equipos, estimación de costos de operación y mantenimiento eficientes).
- 2. La empresa modelo, tanto en los datos de entrada para su diseño como en los criterios mismos de diseño, tiene relación con el desarrollo de elementos de las empresas distribuidoras reales.
- 3. Existen datos de entrada al diseño de las empresas modelo y parámetros de las áreas típicas de difícil determinación, y con un potencial alto impacto en el cálculo del VAD, como son por ejemplo los factores de coincidencia de las demandas en alimentadores.

Teóricamente, dada la fijación de tarifas *ex-ante* y el desacople del cálculo de la remuneración con los activos reales de la empresa, el mecanismo de remuneración basado en empresa modelo no debiera tener influencia en las decisiones de inversión de largo plazo de las empresas; es decir, las empresas tienen todos los incentivos necesarios para realizar las inversiones requeridas. Esta característica está en línea con el objetivo relevante 2 (O1). Sin embargo, un supuesto relevante para esta aseveración es que

www.isci.cl



el desarrollo de la empresa modelo no se ve influenciado por las decisiones de la empresa distribuidora real.

El mecanismo induce un riesgo de obsolescencia tecnológica en las empresas, asociado a la incertidumbre en la base de activos y costos que considerarán para los futuros períodos de regulación tarifaria. Dicho riesgo es controlado de cierta forma por la banda de rentabilidad. En un escenario de cambios tecnológicos profundos y proyecciones de menores costos futuros de la red, el esquema de empresa modelo genera un desincentivo a la inversión en obras necesarias en el presente dado que éstas no se verían remuneradas a lo largo de toda su vida útil; es decir, en un escenario de cambio de paradigma tecnológico el esquema de remuneración por empresa modelo genera un mayor riesgo a las inversiones de la empresa distribuidora real. Más aún, dada la naturaleza de los cambios tecnológicos, tendientes a tener mayores niveles de generación distribuida y potencialmente una menor demanda neta en las redes de distribución, se pueden concebir escenarios futuros en que las redes de distribución vean reducido su VAD en periodos de tarificación consecutivos, aún cuando la empresa deba hacer inversiones significativas para adaptar sus redes a la nueva realidad tecnológica.

Esquemas que sí consideran información de los activos reales de las empresas considerar por ejemplo la elaboración de planes de negocio detallados para justificar su remuneración en el periodo de control de precios que varía entre los 3 años (California) y los 8 años (UK)<sup>133</sup>. Los planes de negocio son revisados y ajustados por el ente regulador. El plan de negocios aprobado por el regulador no es vinculante en términos de obras específicas (salvo incentivos por obras específicas en el caso de Reino Unido), sino que es utilizado para efectos de valorización de la red y remuneración de la misma. Esto es, la empresa de distribución aún es la única responsable de desarrollar las obras necesarias para el correcto funcionamiento de sus redes de acuerdo con la regulación vigente. La base de activos regulados, utilizada para el cálculo de remuneración de redes (anualidad), es calculada como los costos de capital incluidos en el plan de negocios detallado (capitalización), más la base de activos regulados existentes en el período anterior, menos la depreciación de dichos activos durante el periodo de control de precios.

La tasa de descuento utilizada para el cálculo de la remuneración es calculada en cada proceso de control precios de acuerdo a la metodología *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), la cual expresa el costo de capital como el monto necesario para atraer inversión de un inversionista diversificado que invierte en cada año, y el *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) para dar cuenta de la estructura de costo de capital de la empresa. El cálculo de la tasa apropiada resulta directo de la consideración de los riesgos del negocio y de la estructura de capital típica de las empresas del sector, ya que la metodología de cálculo de remuneraciones no introduce un riesgo adicional significativo a la empresa.

La metodología de cálculo de remuneraciones en base a planes de negocio de las empresas reales facilita la incorporación de exigencias específicas de la autoridad y/o consideraciones que resulten de los procesos de revisión de planes de negocio por parte de otros actores relevantes del sistema (e.g., consumidores, gobiernos regionales, comercializadores, desarrolladores de proyectos de generación distribuida), ya que al ser estos aprobados en el plan de negocio por parte del regulador, se ven reflejados automáticamente en la remuneración de la empresa. Este punto es relevante en comparación con el esquema de empresa modelo, ya que en este último no es posible incorporar de manera efectiva

Página 106 de 169

<sup>&</sup>lt;sup>133</sup> En el esquema RIIO-2 a implementarse en el futuro en Reino Unido el período se reduciría a 5 años. **Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica** Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final



estas exigencias de manera directa en el cálculo de la remuneración de la empresa, salvo aquellas que impacten de igual forma a la empresa real y la empresa modelo. En Reino Unido y Australia, una vez definida la remuneración para el periodo de control de precios, las empresas tienen incentivo a ser eficientes en sus políticas de inversión, operación y mantenimiento ya que capitalizan una proporción de los menores costos con respecto al plan de negocios (el resto se devuelve a los consumidores). En el caso de Reino Unido y Australia, se establecen incentivos y penalizaciones al cumplimiento de metas de calidad de suministro (e.g., índices de interrupciones), calidad comercial, y otras, que pueden aumentar o disminuir la remuneración permitida en el período de control de precios.

Ciertamente, un esquema basado en planes de negocios podría resultar en un desincentivo a la eficiencia producto que ésta se podría traducir en menores remuneraciones para el siguiente periodo tarifario a partir de una revisión más agresiva de los planes de negocio por parte del regulador conocido como el *ratchet effect*. El *ratchet effect* se refiere al fenómeno en que empresas sujetas a remuneraciones por desempeño deciden limitar su eficiencia anticipando que el regulador reducirá los ingresos permitidos en el siguiente período de control de precios (Viscusi, Harrington y Vernon, 2005). Dicho efecto se ve reducido al considerar ventanas más largas de regulación de precios.

En Reino Unido y varios estados de Australia se define un límite a la remuneración total de la empresa en el periodo de regulación, y no un límite a las tarifas a usuarios de la red. Con esto, los ingresos de las empresas distribuidoras están desacoplados de las ventas de energía y potencia a consumidores (*i.e.*, comercialización). Esto elimina cualquier desincentivo por parte de las empresas distribuidoras a la participación de sus usuarios en programas de eficiencia energética o gestión de la demanda. El proceso al estar sujeto a audiencias públicas, revisión de planes de negocios detallados y seguimiento de inversiones dentro del período de control de precios genera visibilidad de activos y sus costos, además de políticas de inversión y operación de las empresas distribuidoras por parte del regulador. Lo anterior facilita el cálculo de rentabilidades reales de las empresas, y permite asociar indicadores de desempeño a obras específicas de las empresas. Similarmente, el uso de activos reales en base a un plan de negocios eficiente revisado por el regulador reduce el riesgo por obsolescencia tecnológica de las redes para las empresas distribuidoras.

Las asimetrías de información inherentes entre el regulador y las empresas distribuidoras podrían resultar en la aprobación de planes de negocio ineficientes que resulten en mayores remuneraciones para las empresas. Dicho efecto pretende ser controlado con ventanas más prolongadas de control de precio que incentivan a las empresas a ejecutar (y revelar) planes de negocio eficientes pues una vez fijado los ingresos la estrategia óptima de la empresa corresponde al desarrollo a mínimo costo y minimizan el impacto asociado al *ratchet effect*. Adicionalmente los efectos también se controlan mediante la repartición de menores costos con respecto al plan de negocios aprobado entre la empresa distribuidora y los consumidores finales. Al mismo tiempo, es necesario recalcar que el impacto de dicha asimetría de información sobre la remuneración de la empresa, en un proceso de control de precios dado, es sólo por la valorización de los activos considerados en la expansión de la red (plan de negocio), y no sobre sus activos existentes.

En resumen, se aprecia que el esquema de valorización y remuneración por empresa modelo reduce los requerimientos de información por parte del regulador a las empresas distribuidoras con respecto al esquema de valorización y remuneración a partir de planes de negocio, lo que es un aspecto favorable



del esquema. Sin embargo, frente al futuro esperado para la distribución y la incertidumbre asociada a la velocidad y profundidad de su transformación, el esquema de empresa modelo exacerba el riesgo a los ingresos que enfrenta la empresa real, pudiendo afectar su incentivo a realizar las inversiones necesarias para el apropiado funcionamiento de sus redes y su capacidad de conseguir financiamiento.

En este sentido, de mantenerse un esquema de valorización y remuneración por empresa modelo, podría existir un desincentivo por parte de las empresas distribuidoras a permitir el libre desarrollo de nuevos proyectos de generación distribuida u otros modelos de negocio en sus redes, ya que estos podrían incrementar los riesgos que ésta percibe, e impactar su remuneración. Por lo tanto se hace necesario incorporar modificaciones al esquema de tal forma de generar de manera explícita los incentivos adicionales necesarios para lograr estos objetivos.

Por otra parte, la implementación de un esquema de remuneración en base a planes de negocio óptimos de las empresas reales pone mayores exigencias de manejo de información específica de las empresas por parte del regulador, con el fin de garantizar la eficiencia y consistencia de los planes de negocio presentados por las empresas; sin embargo, es de esperar que dicha información sea de cada vez mejor calidad y más fácil acceso a partir de la implementación de sistemas de medición inteligente y la modernización de los sistemas de gestión de la información.

En este contexto, una alternativa que surge es la implementación de un esquema híbrido que tome, de alguna manera efectiva, elementos positivos del esquema basado en empresa modelo (e.g., desarrollo óptimo de la red, baja carga del regulador), pero que se alinee con un paradigma tecnológico mucho más dinámico e incierto. Reconociendo que no existe un modelo óptimo de valorización se hace necesario ponderar el impacto en diversas dimensiones incluyendo la complejidad de implementación, la carga en el regulador, el riesgo a los ingresos, la complejidad en los agentes involucrados para adaptarse a nuevos esquemas de valorización, la complejidad de realizar una planificación coordinada, y el impacto en el desarrollo eficiente de la red.

### 5.6.3 Propuesta de Modificación Regulatoria

El foco de las alternativas regulatorias es establecer un régimen de cálculo de valorización que cumpla los siguientes objetivos:

- 1. **O1.** Provisión de los servicios eléctricos asociados de manera eficiente incluyendo eficiencia de asignación, producción y dinámica.
- 2. **O2.** Retribución a las empresas participantes solamente de los costos económicos asociados.

Desde un punto de vista conceptual un elemento diferenciador de distintos esquemas regulatorios basados en incentivos se relaciona con la forma de considerar la información sobre la red real. Desde el caso actual en Chile basado en una empresa modelo que se renueva cada 4 años hasta el caso de valorización de activos reales del tipo de Reino Unido. Tomando en consideración el impacto de posibles cambios en diversas dimensiones, se presentan dos alternativas de valorización basados en esquemas tipo empresa modelo diferenciados por la información utilizada al comienzo del período regulatorio. La decisión de considerar esquemas alternativos de valorización, pero basados en la idea de empresa modelo, se sustenta por una parte en reconocer los aspectos positivos de este tipo de regulación por

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final



incentivos y por otro por la necesidad de introducir modificaciones que permitan hacerse cargo de las brechas descritas en esta propuesta, así como de los desafíos impuestos por los cambios esperados en el segmento de distribución.

#### Alternativa 1: Empresa Modelo + Incentivos (EM+I)

Mantener el esquema de cálculo de remuneraciones en base a empresa modelo y VNR más incentivos específicos para el cumplimiento de objetivos de política pública. El esquema desde el punto de vista del manejo del legado y de las decisiones a futuro es similar al actual: basado en una empresa modelo ficticia que se renueva en cada período regulatorio. Los incentivos adicionales permiten manejar algunos de los desafíos descritos del esquema actual.

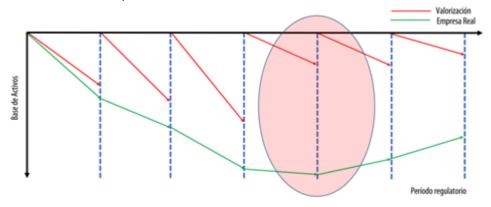


Figura 5.5. Representación Alternativa 1.

Esta alternativa contempla las siguientes variaciones:

- A. Aumentar el número de áreas típicas para mejorar representatividad de las empresas modelo (eventualmente una para cada empresa) y eliminación de etapa de chequeo de rentabilidad global de la industria. Dado su menor tamaño y realidades similares, las cooperativas eléctricas podrían agruparse para establecer áreas típicas comunes y desarrollar los estudios de VAD asociados.
- B. Generar 2 estudios del VAD, encargados por la CNE y la contraparte (empresa), y finalmente sancionar, por parte de un organismo de resolución de controversias, a favor de los resultados de uno u otro estudio, en cada categoría de costos (*final-offer arbitration*).
- C. Considerar el VAD como el límite de las remuneraciones de cada empresa, y ajustar tarifas anualmente para alcanzar la remuneración establecida para el periodo. Con esto se consigue desacoplar los ingresos de la distribuidora de las ventas de energía. Esto no sería estrictamente necesario si se desacopla la energía de la remuneración de la red a nivel de tarifas, reduciendo o eliminando la componente volumétrica de las tarifas (e.g., TRBT2, TRBT3). Evaluar necesidad de reponer incentivo a la eficiencia (eléctrica) de las redes en caso de realizarse el cambio.
- D. Para el cálculo de la remuneración anual permitida para las empresas, utilizar una tasa de retorno que considere el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas de distribución en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo y el premio por riesgo



de mercado. Cabe mencionar en este caso que la metodología también debe dar cuenta de la diferencia de costos que se espera para la empresa modelo y la empresa distribuidora real, cuya estimación no es clara y puede variar para distintas empresas del sector. Con esto, la implementación de este punto específico requiere de un análisis detallado de la metodología a utilizar.

- E. Establecer un esquema de incentivos/penalizaciones que afecte el límite a las remuneraciones en el periodo en base al cumplimiento de metas indicadores de desempeño (e.g., SAIDI, SAIFI) por sobre los mínimos establecidos en la norma.
- F. Revisar la ventana de tiempo de regulación de tarifas (e.g., 5 años) para reducir ratchet effect y dar mayor incentivo a la eficiencia.
- G. Establecer obligatoriedad de reportar de manera continua los costos de inversión, operación y mantenimiento de las empresas para alimentar bases de costos del siguiente periodo tarifario. En particular, ésta información sumada a la que ya posee la SEC se debe utilizar para realizar un estudio de actualización de parámetros de vida útil de los activos con el fin de reflejar de mejor manera la duración de los activos en el proceso de valorización.
- H. Establecer una metodología de estimación y monitoreo de la rentabilidad real de las empresas distribuidoras por los negocios regulados asociados a cada área de concesión, por separado. Para esto, es necesario obligar a las empresas a mantener un giro único y exclusivo para las actividades que son parte del negocio regulado de distribución. Una diferencia de rentabilidades significativa y consistente en el tiempo debe gatillar una modificación de la metodología de valorización, ya que es evidencia de una mala representación de los costos asociados al negocio de distribución.

Considerar el desarrollo y uso de un software base para la expansión óptima de las redes de distribución para ser utilizado en los estudios de VAD. Dicho software reduciría la ambigüedad en los resultados del VAD encargados a consultores independientes por parte de la CNE y las empresas distribuidoras. En este sentido, ambos estudios del VAD deberían estar basados en los resultados obtenidos por el software base, con modificaciones específicas que deben estar fundamentadas en un reporte en función de las condiciones particulares de su área de concesión. Con esto, la revisión por parte del panel de expertos en el mecanismo de final offer arbitration se enfocaría principalmente en la justificación de modificaciones de los resultados del software base.

#### Alternativa 2: Empresa Modelo + Legado Real (EM+LR)

Migrar a un esquema de valorización de planes de negocio modelo con legado de activos reales. Esta alternativa corresponde a un esquema híbrido que sigue considerando la expansión óptima de una empresa modelo pero, a diferencia de la Alternativa 1, no se renueva en cada período regulatorio. Considera como condición inicial los activos reales de la empresa y se expande de manera óptima desde ese punto inicial.

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica



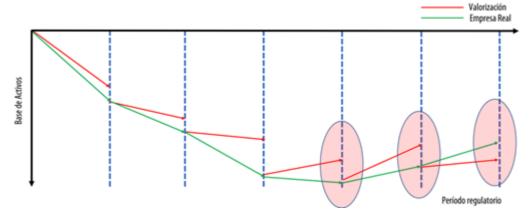


Figura 5.6. Representación Alternativa 2.

#### Consideraciones:

- A. Esquema basado en la generación de planes de negocio modelos, considerando una expansión óptima del sistema sobre los activos existentes de la empresa (*i.e.*, legado de activos reales).
- B. Revisión y observación de los planes de negocio por parte del regulador a través de un consultor independiente. Este proceso tiene impacto en la remuneración permitida para la empresa distribuidora en el periodo de control de precios.
- C. La remuneración permitida (revenue-cap) es finalmente sancionada por un panel de expertos. Notar que el revenue-cap, independiente de los recortes/modificaciones introducidos por el regulador, no tendría impacto en el plan de negocios efectivo que ejecutará la empresa distribuidora en el periodo de control de precios.
- D. Para el cálculo de la remuneración anual permitida para las empresas, utilizar una tasa de retorno que considere el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas de distribución en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado.
- E. El plan de negocio/expansión podría contener un conjunto de inversiones vinculantes para la empresa, según criterio del regulador.
- F. Establecer obligatoriedad de reportar avance presupuestario del plan de negocios efectivo de la empresa a lo largo del periodo de regulación de precios, con el nivel de detalle y frecuencia que el regulador determine.
- G. Establecer un esquema para compartir con los consumidores los menores o mayores costos del plan de negocios efectivo con respecto al plan de negocios utilizado para el cálculo de la remuneración permitida.
- H. Establecer un esquema de incentivos/penalizaciones que afecte el límite a las remuneraciones en el periodo en base al cumplimiento de indicadores de desempeño (e.g., SAIDI, SAIFI).



- I. Una posible transición del esquema actual a este esquema alternativo es considerar que el valor inicial de la base de activos regulados, para el primer proceso (de transición), equivale al último VNR de la empresa (i.e., asumiendo que los activos son nuevos). Luego de esto, en procesos de regulación de precios sucesivos la base de activos regulados se ve depreciada, y los gastos de la empresa atribuibles a costos de capital son agregados al valor de la base de activos regulados. El porcentaje de los gastos de la empresa que son atribuibles a costos de capital es determinada en función de la proporción que éstos representaban en los planes de negocio óptimos de la empresa.
- J. Estandarizar herramientas y/o procedimientos para elaboración de planes de negocio/expansión por parte de las empresas para reducir ambigüedades del proceso. En particular, considerar el desarrollo y uso de un software base para la expansión óptima de las redes de distribución. Dicho software reduciría la ambigüedad en los planes de negocio de las empresas y al mismo tiempo facilitaría el desarrollo de los planes de expansión por parte de las empresas, y la correspondiente verificación por parte del regulador. En este sentido, los planes de negocio desarrollados por las empresas deberían estar basados en los resultados obtenidos por el software base, con modificaciones específicas que deben estar fundamentadas en un reporte en función de las condiciones particulares de su área de concesión. Con esto, el rol del regulador en este proceso se reduciría a revisar la pertinencia de las modificaciones de los resultados del software base, y la actualización regular del software base en función de los desarrollos tecnológicos del sector.

Para una rápida referencia, un resumen de la discusión conceptual de las dos alternativas, plasmada a lo largo de las secciones de este documento, es resumida en la tabla de comparación en diversas dimensiones que se presenta a continuación (1 Punto: Bajo, 2 Puntos: Medio, 3 Puntos: Alto).

Tabla 5.1. Comparación Cualitativa de Alternativas Regulatorias.

	Complejidad Implementación	Carga Regulador	Riesgo Ingresos	Complejidad para Agentes	Complejidad Planificación Coordinada	Dificultad de Desarrollo Eficiente
EM+I			••			
EM+LR	••	•••	•	••	•	••

Página 112 de 169 www. isci.cl



# 5.7 Definición y Cálculo de Tarifas<sup>134</sup>

Esta sección discute la problemática asociada al proceso de definición y cálculo de tarifas por uso de la distribución, la que para clientes regulados en algunos casos se encuentra acoplada a las tarifas por consumo eléctrico (energía y potencia), a las tarifas por uso de los sistemas de transmisión, y otros cargos impuestos por la regulación vigente, a partir de cargos volumétricos (\$/kWh). En principio, el proceso de cálculo de tarifas corresponde a la distribución de los costos de inversión y operación de la red de distribución entre sus usuarios, en función del uso que éstos realizan de la misma. De lo indicado anteriormente están fuera del ámbito de discusión de ésta sección:

- 1. El pago por concepto de precio de nudo de largo plazo: Asociado a precios adjudicados en licitaciones reguladas.
- 2. El pago asociado al sistema de transmisión.
- 3. El pago asociado los polos de desarrollo.
- 4. El pago asociado al cargo por servicio público.

#### 5.7.1 Contexto Actual

#### Tarifas de Distribución bajo la Regulación Vigente

Actualmente, la autoridad tiene amplia flexibilidad para definir las tarifas de distribución; sin embargo, el uso de las tarifas está condicionado por el tipo de cliente y la infraestructura de medición instalada. En este sentido, es importante notar que los medidores convencionales serán reemplazados por medidores inteligentes en un plazo de 7 años, lo que cambiará el uso, y posiblemente también la definición, de tarifas. Respecto de los criterios utilizados por la autoridad para la definición y cálculo de tarifas, el artículo N°181 de la LGSE establece que:

"La estructura de los precios a nivel de distribución considerará los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, los cargos señalados en los artículos 115°, 116° y 212°-13, y el valor agregado por concepto de costos de distribución, adicionándolos a través de fórmulas que representen una combinación de dichos valores, de tal modo que el precio resultante de suministro corresponda al costo de la utilización por parte del usuario de los recursos a nivel producción transporte y distribución empleados".

Al mismo tiempo, el DS327 en su artículo N°300 establece que:

"Con los valores agregados resultantes del artículo precedentes y los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, la Comisión estructurará un conjunto de tarifas básicas preliminares, adicionándolos a través de fórmulas que representen una combinación de dichos

<sup>&</sup>lt;sup>134</sup> Esta sección toma como antecedente los documentos contenidos en el Anexo 1 del informe.



valores, de tal modo que **el precio resultante de suministro corresponda al costo de utilización por parte del usuario de los recursos a nivel de producción-transporte y distribución empleados**.

Deberán existir tantas tarifas básicas como empresas y sectores de distribución de cada empresa se hayan definido.

Las fórmulas tarifarias podrán considerar factores de coincidencia y horas de utilización de la potencia, que reflejen la diversidad de la demanda de potencia de los clientes de tarifas binominales y de los clientes de tarifa simple de energía, respectivamente. Las horas de utilización de potencia y los factores de coincidencia deberán estar debidamente fundados."

En función de los requerimientos legales y reglamentarios, el Decreto 11T del 4 de Noviembre de 2016, actualizado por el Decreto 5T de 2018, definió diversas opciones tarifarias actualmente vigentes, las que se sintetizan a continuación.

- 1. Tarifas destinadas a usuarios residenciales: Usuarios con demanda menor a 10 kW, o con un limitador de potencia para cumplir dicha condición.
  - Tarifa BT1a: Aplicable a los clientes cuya demanda máxima anual de consumos se produce en meses en que se han definido horas de punta. Esta es una de las opciones más utilizadas. La tarifa es volumétrica tanto en sus componentes de energía, potencia, servicio público y redes; esto es, todos los componentes de costo están en unidades de \$/kWh.
  - Tarifa BT1b: Aplicable a los clientes cuya demanda máxima anual se produce en meses en que no se hayan definido horas de punta y cuyo Factor de Clasificación<sup>135</sup> sea superior a 2,5. Esta es una de las opciones más utilizadas. La tarifa es volumétrica.
  - Tarifa TRBT2: Opción de tarifa en baja tensión para clientes residenciales con al menos medición de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior.
     Para clientes con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o aquellos clientes que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición.
  - Tarifa TRBT3: Opción para clientes con medidor con resolución cada 15 minutos o inferior de la demanda máxima de potencia en horas de punta, demanda máxima de potencia suministrada. Para clientes con potencia conectada mayor a 10 kW. La tarifa separa completamente los cargos de distribución de las ventas de energía a partir de cargos de red en 2 componentes de \$/kW/mes, correspondientes al cargo por demanda máxima en horario punta, y el cargo por demanda máxima suministrada.

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final Página 114 de 169

www. isci.cl

Relaciona los consumos de energía promedio de los meses de Enero y Febrero del año en curso, con los consumos promedios de los diez meses inmediatamente anteriores.



- Tarifa TRAT1: Opción para clientes residenciales en alta tensión con al menos medición de energía cuya demanda máxima anual es menor a 10 kW, o con un limitador de potencia para cumplir dicha condición.
- Tarifa TRAT2: Opción de tarifa en alta tensión para clientes residenciales con al menos medición de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior. Sólo pueden optar a esta opción para clientes residenciales en alta tensión cuya demanda máxima anual es menor a 10 kW.
- Tarifa TRAT3: Opción para clientes en alta tensión con medidor con resolución cada 15 minutos o inferior de la demanda máxima de potencia en horas de punta, demanda máxima de potencia suministrada. Para clientes residenciales en alta tensión cuya demanda máxima anual es mayor a 10 kW. Similar al caso de la tarifa TRBT3, esta opción tarifaria separa completamente los cargos de distribución de las ventas de energía a partir de cargos de red en 2 componentes de \$/kW/mes, correspondientes al cargo por demanda máxima en horario punta, y el cargo por demanda máxima suministrada.
- 2. **Tarifa BT2**: Opción de tarifa en baja tensión con potencia contratada. Para clientes con medidor simple de energía y potencia contratada.
- 3. **Tarifa BT3**: Opción de tarifa en baja tensión con demanda máxima leída, para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída.

### 4. Tarifas BT4:

- Tarifa BT4.1: Opción de tarifa horaria en baja tensión. Para clientes con medidor simple de energía, demanda máxima contratada y demanda máxima contratada en horas de punta del sistema eléctrico.
- Tarifa BT4.2: Opción de tarifa horaria en baja tensión, para clientes con medidor simple de energía, demanda máxima contratada y demanda máxima leída en horas de punta del sistema eléctrico.
- Tarifa BT4.3: Opción de tarifa horaria en baja tensión, para clientes con medidor simple de energía, demanda máxima suministrada y demanda máxima leída en horas de punta del sistema eléctrico.
- 5. Tarifa BT5: Opción tarifaria en baja tensión para suministros no residenciales con medidor con resolución cada 15 minutos de la demanda máxima de potencia en horas de punta, demanda máxima de potencia suministrada.
- 6. **Tarifa AT2**: Opción de tarifa en alta tensión con potencia contratada. Para clientes con medidor simple de energía y potencia contratada.



7. **Tarifa AT3**: Opción de tarifa en alta tensión con demanda máxima leída. Para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída.

# 8. Tarifa AT4:

- Tarifa AT4.1: Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.
- Tarifa AT4.2: Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.
- Tarifa AT4.3: Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada. A modo de ejemplo, a continuación, se ilustra la estructura de la tarifa AT4.3 (más información en DS 11T 2016). Similar al caso de la tarifa TRBT3, esta opción tarifaria separa completamente los cargos de distribución de las ventas de energía a partir de cargos de red en 2 componentes de \$/kW/mes, correspondientes al cargo por demanda máxima en horario punta, y el cargo por demanda máxima suministrada.
- 9. **Tarifa AT5**: Opción tarifaria en alta tensión para suministros no residenciales con al menos medición de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior.
- 10. **Tarifas flexibles reguladas**: Cada empresa podrá ofrecer opciones tarifarias adicionales, en adelante tarifas flexibles reguladas (TFR), bajo las condiciones siguientes:
  - Las características y condiciones de aplicación de las TFR deberán estar permanentemente publicadas tanto en oficinas comerciales como en el sitio de dominio electrónico de la empresa, sin que esas características o condiciones puedan significar discriminación alguna, sin perjuicio de la diferenciación por perfiles de consumos asociados a comportamientos horarios que pudiesen realizarse, debiendo dichas TFR estar disponibles para cualquier cliente que, cumpliendo las exigencias técnicas que para cada caso se establezcan, las solicite y acepte someterse a las limitaciones y condiciones de aplicación de las mismas.
  - Cada 12 meses de vigencia de las TFR, la empresa deberá verificar e informar a cada cliente que se encuentre acogido a una TFR, en la boleta o factura siguiente o bien mediante comunicación independiente que deberá entregar junto a dicha boleta o factura, la comparación entre la facturación de los últimos 12 meses con la TFR y la que el cliente hubiese percibido con la opción tarifaria de referencia, para el mismo consumo. Si se verificare que la facturación con TFR es superior a la de la opción tarifaria de referencia, a partir del mes siguiente la empresa deberá facturar los consumos del cliente con la opción tarifaria de referencia, a menos que expresamente este último le señale lo contrario. Por opción tarifaria de referencia se entenderá la tarifa que tenía el cliente al momento de optar a una TFR, cuando se trate de un cliente preexistente, o bien, a la opción tarifaria de las indicadas en el numeral 3 siguiente que signifique la



menor facturación posible durante el año inmediatamente anterior, cuando se trate de un cliente que fue inicialmente incorporado como tal con una opción TFR. Para la determinación de la menor facturación posible, deberá considerarse la tecnología de medición de la TFR contratada y utilizarse los registros de consumo medidos bajo la opción TFR.

- En cualquier momento el cliente podrá elegir una nueva tarifa, ya sea TFR o de aquellas establecidas en el numeral 3 siguiente. Con excepción de los pagos remanentes por concepto de potencia que el cliente hubiese pactado con la empresa, el término de un acuerdo o convenio de TFR no deberá significar ningún tipo de costo o aporte de responsabilidad del cliente, ni podrá imponerse a este último una formalidad o condición para dicho término que sea más gravoso que las formalidades o condiciones que se le exigieron al momento de la elección de la TFR a la que está dando término.
- 11. Opción de reconocimiento horario de costos asociados al suministro: Sin perjuicio de las opciones tarifarias señaladas precedentemente, los suministros que cuenten con medidor con resolución cada 15 minutos o inferior, y memoria masa para el registro de energía, de la demanda máxima de potencia en horas de punta, demanda máxima de potencia suministrada, podrán optar individual o colectivamente al pago por su aporte conjunto de potencia a la demanda máxima en horas de punta de la empresa distribuidora.

Respecto a los peajes de distribución, la Res. Ex. CNE N° 614, del 31 de Octubre de 2017, que aprueba el informe técnico "fijación de peajes de distribución," indica:

- Se cautela que los peajes de distribución no generen costos de acceso a la red de distribución que sean discriminatorios entre clientes no regulados y clientes regulados. Por lo tanto, el peaje de distribución, que en esencia es el VAD, es ajustado para reflejar un costo de distribución regulado que resulte igual para clientes no regulados y para clientes finales sometidos a regulación de precios.
- 2. El distribuidor es quien efectúa las mediciones de consumo a los clientes sujetos de peaje, puesto que la prestación del servicio de transporte requiere que el distribuidor mantenga registros del consumo de aquellos.
- 3. Existe un vínculo entre el distribuidor y el cliente no regulado, aún cuando no sea el distribuidor el suministrador comercial de la energía y potencia que proviene del sistema.
- 4. El peaje de distribución debe ser estructurado de modo tal que el cliente no regulado abastecido bajo esta modalidad comercial enfrente una estructura tarifaria, en lo que a costos de peaje se refiere, idéntica a la que enfrentan los clientes regulados, es decir, un cargo fijo, cargos unitarios de potencia y energía, un cargo por demanda máxima de potencia suministrada (en su componente de distribución), y un cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta (en su componente de distribución).

www. isci.cl



# Tarificación en Mercados de Referencia

La tarificación en Reino Unido tiene como objetivo distribuir los costos de red (ingresos permitidos de las empresas distribuidoras) entre lo usuarios de la misma a partir de una metodología aprobada por el regulador que busca reflejar los costos de provisión del servicio de distribución. El detalle de la metodología de cálculo de tarifas a los distintos tipos de usuario se encuentra en el *Schedule 16* del *Distribution and Connection Use of System Agreement*; sin embargo, el regulador permite a las empresas proponer su propia metodología de cálculo, respetando los siguientes principios de diseño:

- 1. Que la metodología facilite el cumplimiento por parte del DNO de las obligaciones que le impone la ley y la licencia.
- 2. Que la metodología facilite la competencia en comercialización y generación de electricidad, y que no restrinja, distorsione o impida la competencia en transmisión y/o distribución.
- 3. Que la metodología refleje, tanto como sea posible y práctico, los costos incurridos por el DNO en su negocio de distribución.
- 4. Que, mientras sea consistente con los 3 puntos anteriores, la metodología se tenga debidamente en cuenta los desarrollos en el negocio del DNO.
- 5. Que cumpla con la regulación y cualquier decisión legalmente vinculante de la Comisión Europea o la Agencia para la cooperación de Reguladores de Energía.

Cabe señalar que los principios bajo los cuales se construyen las tarifas son aplicables tanto a usuarios que consumen o inyectan energía, o realizan ambas actividades, para quienes también se definen metodologías de cálculo el *Schedule 16* del *Distribution and Connection Use of System Agreement*. La estructura tarifaria común para usuarios que consumen energía se basa en los siguientes componentes:

- 1. Una tarifa volumétrica (\$/kWh) de uno, dos o tres tarifas unitarias.
- 2. Un cargo fijo (\$/día).
- 3. Un cargo por capacidad (\$/kVA/día).
- 4. Un cargo por capacidad excedida (\$/kVA/día).
- 5. Cargo por potencia reactiva (\$/kVArh).

Si bien existe una tarifa volumétrica asociada a cargos de red de distribución para algunos usuarios, esta no tiene un impacto en los ingresos permitidos de las empresas de distribución, por lo que no existe un desincentivo a las empresas distribuidoras a promover actividades de eficiencia energética.

En el caso de Australia, las tarifas de distribución pueden contener las siguientes opciones, dependiendo de la potencia conectada y el perfil de uso del usuario final:

- Cargo fijo (\$/día).
- 2. Tarifa volumétrica (\$/kWh).
- 3. Cargo por capacidad (\$/kVA/mes).



En el caso de California, una vez definidos los ingresos requeridos (y permitidos) por la *Utility*, cada IOU (*Investor Owned Utility*) debe proponer al regulador una serie de tarifas para cada tipo de consumidor (residenciales, comerciales, agricultores, alumbrado público y otros) de modo que estas tarifas reflejen de manera correcta el uso de la energía, y de las redes de transporte y distribución. En este contexto, las *Utilities* proponen:

- 1. Un costo marginal por generación, que incluye la componente de energía y la de capacidad.
- 2. Un costo marginal por uso de las redes de transmisión asociado con los proyectos diferibles en caso que el crecimiento incremental es menor que los requerimientos de la capacidad de transmisión.
- 3. Un costo marginal por uso de las redes de distribución, que corresponde al costo marginal de los proyectos que proveen capacidad de distribución incremental para servir el crecimiento de la demanda del sistema.
- 4. Un costo marginal por acceso al cliente asociado con el transformador, conductores, medidor y servicios asociados de servicio.

Todos estos costos marginales son combinados incluyendo cargos fijos, volumétricos y por demanda. Al igual que el caso de Reino Unido, la presencia de componentes volumétricas no tiene un impacto en los ingresos permitidos de las empresas como remuneración de redes.

# 5.7.2 Discusión Antecedentes

En el diagnóstico desarrollado por el Ministerio de Energía identifica algunos puntos relevantes del sistema tarifario actual, tanto en su regulación como su implementación. Estos son:

- 1. La tarifa es volumétrica por lo que los costos determinados se recaudan proporcionalmente a la energía consumida.
- 2. Aunque existen más de 15 tarifas disponibles para los clientes en la práctica la tarifa BT1, de composición netamente volumétrica, es la que más se utiliza.
- 3. Las estructuras tarifarias vigentes sólo contemplan el uso de la red desde la perspectiva del consumo eléctrico, no considerando otras formas de uso, en particular aquellas en que existen inyecciones de energía hacia el sistema de distribución.
- 4. Si bien a través del proceso de fijación de tarifas Noviembre 2016 Noviembre 2020 se incorporaron nuevas opciones en la estructura tarifaria, hoy los consumidores ven una limitada variedad de opciones, concentrándose el consumo principalmente en algunas.
- 5. 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; entre otros.



6. Las empresas distribuidoras no cuentan con señales o incentivos adecuados para participar y promover actividades como eficiencia energética y generación distribuida.

Respecto de los puntos anteriores, es necesario señalar que algunos de ellos corresponden a observaciones sobre las tarifas de suministro eléctrico general a usuarios de la red (incluyendo cargos por suministro de energía y potencia), y no solamente a la componente asociada al sistema de distribución. En particular, los últimos 2 puntos están asociados a las señales de precio para incentivar el uso eficiente de la energía, lo que en el contexto de esta propuesta conceptual es abordado a partir de la introducción de nuevos agentes en el segmento de comercialización de energía, agentes que ejercen el rol de gestión de servicios energéticos, y agregadores de recursos distribuidos, presentados en la subsección 5.5 del presente documento.

Con respecto a la tarifa para usuarios de la red, desde un punto de vista económico, es deseable que ésta cuente con una estructura que permita reflejar el costo de provisión del servicio de distribución de electricidad, ya que una estructura que refleja los costos entrega las señales adecuadas a los usuarios, tanto de consumo como de inversión en tecnologías de gestión energética y generación distribuida. Si bien una tarifa que refleje costos puede carecer de ciertos componentes redistributivos que son importantes, el principio básico es que no se debe hacer redistribución con las tarifas, sino con herramientas específicamente diseñadas para ello, como transferencias condicionales; de lo contrario, se distorsiona innecesariamente las señales económicas de un mercado para producir pequeños efectos en redistribución. En este sentido, lo deseable es hacer tarifas que reflejen la estructura de costos y subsidiar directamente a los consumidores más vulnerables. En particular, un análisis reciente realizado por el *National Bureau of Economic Research* (NBER)<sup>136</sup>, de Estados Unidos, señala que pequeños cambios en la parte fija de las tarifas (subsidiando a los consumidores más vulnerables), eliminan gran parte de los efectos distributivos de tarifas menos volumétricas, preservando las ganancias de eficiencia que ellas generan.

Los costos de red están predominantemente determinados por las condiciones de carga máxima de los alimentadores, además de costos fijos; luego, una estructura tarifaria consistente con lo anterior debería estar asociada mayormente a mediciones directas o indirectas de demanda coincidente con la punta y cargos fijos. Por otra parte, una tarifa volumétrica tiene implícito un subsidio cruzado de la red desde usuarios de mayor consumo de energía a aquellos de menor consumo; lo que al mismo tiempo distorsiona señales de uso eficiente de la red por parte de los usuarios (e.g., se pierde incentivo a consumir menos en horas coincidentes con demanda máxima). De esta manera, el uso de una tarifa que refleje mejor los costos de provisión del servicio requiere al mismo tiempo evaluar la necesidad de reponer el subsidio a usuarios de menor consumo de energía mediante otro mecanismo.

Desde el punto de vista de la recaudación, es también deseable que los ingresos percibidos por las empresas distribuidoras sean consistentes con su estructura de costos predominantemente fija. Luego, mecanismos de recaudación que generan ingresos variables en función de las ventas de energía en la red no son apropiados ya que introducen un desincentivo a las empresas a apoyar iniciativas de eficiencia energética o cualquier otra actividad que afecte el consumo de sus clientes (e.g., comercialización). Más

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final Página 120 de 169

www. isci.cl

<sup>&</sup>lt;sup>136</sup> Burger, S.P., Knittel, C.R., Pérez-Arriaga, I.J., Schneider, I., Vom Scheidt, F., "The efficiency and distributional effects of alternative residential electricity rate designs," NBER Working Paper Series, 2019. Disponible en: <a href="http://www.nber.org/papers/w25570">http://www.nber.org/papers/w25570</a>



aún, introducen varianza en sus ingresos sin inducir incentivos, lo cual genera un costo (en la compensación promedio) sin ningún beneficio. Si bien este punto se puede abordar a partir de una buena estructura tarifaria (e.g., eliminar opciones tarifarias con componente volumétrica), también es posible fijar un límite a los ingresos de las empresas distribuidoras y un proceso de ajuste anual de tarifas para alcanzar dicho límite. En particular respecto de esto último, la propuesta contempla la introducción de un límite a los ingresos de las empresas distribuidoras, destacado en la sección 5.6 de este informe.

Los análisis tradicionales de la posible reacción de los consumidores (libres y regulados) a las tarifas de electricidad asumen una baja sensibilidad al precio y una falta de alternativas a la conexión a la red de distribución. Es esperable que dicho supuesto sea cada vez menos válido a partir de la adopción de tecnologías de generación distribuida y sistemas de almacenamiento (baterías), los que permitirán a los usuarios administrar su demanda y perfil de consumo con el objetivo de reducir el costo total de suministro. Las futuras decisiones de adopción (inversión) y operación de éstas tecnologías estarán asociadas a la estructura de las tarifas eléctricas que perciba el cliente, por lo que es fundamental que las señales de precio entreguen señales de inversión eficiente.

En general, a la hora de diseñar y calcular tarifas por uso de red de distribución el regulador enfrenta una tensión importante entre los siguientes objetivos:

- 1. Establecer diseños de tarifas que reflejen el costo de provisión del servicio de red de distribución, para cada tipo de usuario.
- 2. Mantener una distribución de los costos de red entre los usuarios alineada con los criterios de equidad tarifaria definidos por la autoridad.

Una de las formas de abordar la problemática de equidad tarifaria en el esquema tarifario vigente en Chile es a partir de un subsidio cruzado implícito en la opción tarifaria BT1a, la que está basada en su totalidad en un cargo volumétrico que no refleja adecuadamente los costos de provisión del servicio de red de distribución. Sin embargo, además de introducir un subsidio cruzado que puede ser un objetivo válido de política pública, dicha tarifa, predominante en la gran mayoría de los consumos en el país, distorsiona la señales de consumo/operación e inversión eficiente de los usuarios. Lo anterior es particularmente relevante en un contexto de usuarios con acceso a tecnologías de generación distribuida y almacenamiento que les permitan gestionar su demanda y perfil de consumo.

#### 5.7.3 Propuesta de Modificación Regulatoria

A continuación se presenta una alternativa regulatoria para la definición de tarifas a usuarios que sólo realicen retiros, o usuarios que realicen retiros e inyecciones en la red de distribución.

- A. Para cargos a clientes, que no realizan inyecciones, se sugiere mantener principios para la definición de tarifas contenidos en la regulación vigente, debido a las siguientes consideraciones:
  - Actualmente la Comisión tiene la facultad y responsabilidad de estructurar un conjunto de tarifas de acuerdo al criterio expresado en el artículo 181° de la LGSE. Se dispone de la opción de estructurar las tarifas mediante una combinación de factores, que incluyen costo fijo, cargo volumétrico y cargo por uso medido en términos de la demanda máxima del cliente.

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final



- Deben existir tantas tarifas básicas como empresas y sectores de distribución de cada empresa se hayan definido.
- Las empresas distribuidoras tienen el requerimiento de cambiar infraestructura de medición a clientes en un plazo de 7 años. Lo anterior permitirá que clientes en baja tensión puedan optar por esquemas de tarifas tipo TRBT2 y TRBT3, en las cuales se separa las ventas de energía del uso de la red de distribución.
- Ya se permite (Decreto 11T) opción de reconocimiento horario de costos asociados al suministro.
- Se establece la obligación de definir peajes de distribución para clientes libres en condiciones no discriminatorias entre clientes regulados y no regulados.

Adicionalmente, se sugiere incorporar los siguientes cambios o definiciones:

- 1. Cuando la infraestructura de medición esté reemplazada en su totalidad, la Comisión debe restringir o eliminar el uso de componentes volumétricas para cargos asociados a la red de distribución, y privilegiar el uso de tarifas que reflejen de mejor forma el costo de provisión del servicio de red de distribución (e.g., TRBT2, TRBT3).
- 2. Con el objetivo de preservar parte o la totalidad el subsidio cruzado actualmente existente, a partir de la tarifa volumétrica BT1a, desde usuarios de alto consumo eléctrico hacia aquellos de bajo consumo eléctrico, se pueden considerar las siguientes alternativas:
  - a. Alternativa 1: Eliminar opción de tarifa volumétrica a todos los usuarios de la red y establecer un subsidio explícito a usuarios considerados vulnerables (no necesariamente todos los de bajo consumo), de cargo de usuarios no vulnerables. Esta alternativa preserva las señales de consumo/operación e inversión eficiente para todos los usuarios. El regulador debe decidir cómo distribuye en subsidio entre usuarios vulnerables.
  - b. Alternativa 2: Mantener una tarifa volumétrica para un subconjunto de usuarios, considerados vulnerables, y tarifas que reflejen mejor el costo de provisión del servicio para el resto de los usuarios (e.g., TRBT2, TRBT3). Luego, el regulador designará un porcentaje de la remuneración de red que será distribuído entre usuarios sometidos a tarifa volumétrica, y el restante será distribuido entre los usuarios no-vulnerables. En esta alternativa el regulador puede decidir implícitamente el subsidio a clientes vulnerables a partir del porcentaje de la remuneración permitida de las empresas que se les asigna.

Bajo el supuesto que los usuarios vulnerables son al mismo tiempo aquellos con menor elasticidad de la demanda, las alternativas 1 y 2 son prácticamente idénticas, siendo la



principal diferencia la distribución del subsidio entre usuarios considerados vulnerables. Si bien la alternativa 1 es conceptualmente más transparente, ya que permite una tarifa que refleje costos y aborda el problema de redistribución de forma separada, la alternativa 2 puede tener ventajas en términos de viabilidad de implementación, ya que implica menos cambios con respecto al esquema actual.

- 3. Si bien las empresas distribuidoras pueden realizar observaciones al proceso de fijación de tarifas, es deseable que otros interesados también puedan hacer observaciones en el proceso. Además, se sugiere aumentar la transparencia del proceso en: (i) el informe de tarifas básicas preliminares que la Comisión envía a las empresas concesionarias del servicio público de distribución y (ii) las observaciones de las empresas concesionarias de servicio público de distribución a las tarifas básicas preliminares.
- B. Para los cargos a clientes que además realizan inyecciones, se sugiere mantener principios vigentes, debido a la siguiente consideración:
  - En función de los requerimientos del Artículo 181° y 185 de la LGSE la Comisión debe fijar tarifas; se indica que "el precio resultante de suministro corresponde al costo de la utilización por parte del usuario de los recursos a nivel producción transporte y distribución empleados." La regulación vigente no restringiría fijar tarifas para usuarios que sólo retiran energía de la red, se pueden fijar tarifas diferenciadas para usuarios que retiran e inyectan energía a la red.
  - Haciendo uso de los instrumentos que otorga la regulación vigente, queda a criterio del regulador la forma de establecer esas tarifas para usuarios que retiran e inyectan energía de la red, manteniendo principios de eficiencia económica, eficiencia de asignación y política no discriminatoria.
  - Cabe señalar con respecto a los pagos por energía inyectada de los usuarios que realizan inyecciones, en el contexto de un segmento de comercialización desregulado y competitivo, que el precio debe ser contratado directamente con una empresa comercializadora, o ser vendido al precio spot de la barra más cercana, descontando de las inyecciones las pérdidas en la red de distribución.
- C. Para los cargos a clientes libres, se sugiere mantener principios definición regulatoria vigentes, debido a las siguientes consideraciones:
  - La regulación vigente otorga flexibilidad al Ministerio de Energía para definir los peajes de distribución a los usuarios de la red que sean clientes libres, independiente de si sólo realizan retiros o realizan retiros e inyecciones (LGSE, Art. 120).
  - Se cautela que los peajes de distribución no generen costos de acceso a la red de distribución que sean discriminatorios entre clientes no regulados y clientes regulados.
     Por lo tanto, el peaje de distribución, que en esencia es el VAD, es ajustado para reflejar



un costo de distribución regulado que resulte igual para clientes no regulados y para clientes finales sometidos a regulación de precios.

- El peaje de distribución debe ser estructurado de modo tal que el cliente no regulado abastecido bajo esta modalidad comercial enfrente una estructura tarifaria, en lo que a costos de peaje se refiere, idéntica a la que enfrentan los clientes regulados.
- D. Dentro del contexto de definición de tarifas y peajes, se debe cautelar porque los usuarios que sólo efectúen retiros y los usuarios que efectúen retiros e inyecciones permitan, en conjunto, remunerar apropiadamente los activos de distribución.

Con respecto a las tarifas a usuarios finales que incluyen los cargos por energía, y que son ofrecidas por los distintos comercializadores, se deben establecer algunas limitaciones en cuanto al número de tarifas ofrecidas y los ítemes de costos presentes en la estructura de la tarifa. Sin embargo, esto será abordado con mayor especificidad en la propuesta de detalle.

www. isci.cl



# 5.8 Sanciones y Compensaciones 137

#### 5.8.1 Contexto Actual

El nivel de compensaciones y sanciones que se define en la regulación es un factor que afecta la evaluación de nuevas inversiones en distribución y fomenta su desarrollo, es decir, mayor nivel de sanciones y compensaciones tendrán influencias en las decisiones de inversión para mejorar calidad y seguridad de suministro.

Para entender los requerimientos regulatorios definidos asociados a las sanciones y compensaciones se debe recurrir al Decreto con Fuerza de Ley N° 4<sup>138</sup>, en adelante DFL 4 o LGSE, el Decreto 327<sup>139</sup>, la Ley 18410<sup>140</sup>, y el Decreto 119<sup>141</sup>. A partir de estos cuerpos se establecen, entre otras materias: (i) cómo la Superintendencia **podrá** amonestar, multar, e incluso recomendar la aplicación de la medida contemplada en el artículo 146°, si la calidad de servicio de una empresa es reiteradamente deficiente, según la DFL 4, Art. 145º y el DS 327, Art. 224º; (ii) el establecimiento de las compensaciones por indisponibilidad de suministro en distribución; (iii) la caducidad de las concesiones, y como el Ministerio de Energía **podrá autorizar** a la Superintendencia para tomar las medidas necesarias a expensas del concesionario para asegurar provisionalmente el servicio, según la DFL 4 en sus Art. 41º y 146º; y (iv) las sanciones y multas por la infracción de las disposiciones reglamentarias, normativas, o las instrucciones y órdenes impartidas conforme a la Ley y al reglamento, entre otras causales.

Por otro lado, se observan cambios en la Ley de Transmisión que, a pesar de incorporar cambios en la regulación de compensaciones a los clientes finales, estos excluyen expresamente las fallas ocurridas en instalaciones eléctricas que están destinadas a prestar el servicio público de distribución. Sobre las compensaciones por indisponibilidad de suministro en transmisión, la DFL4, Art.72º-20 señala como "Las compensaciones pagadas por una empresa de transmisión no podrán superar por evento el 5% de sus ingresos regulados en el año calendario anterior para el segmento de transmisión respectivo. En el caso que la empresa transmisora no tenga ingresos regulados de acuerdo a la presente ley, el monto a compensar no podrá superar por evento el 5% de los ingresos totales obtenidos en el mercado nacional por la propietaria de la instalación respectiva el año calendario anterior. En ambos casos, el monto máximo de la compensación, será de veinte mil unidades tributarias anuales", y a su vez, cómo "producido el evento o falla que provocó la indisponibilidad de suministro, el Coordinador deberá elaborar un Informe de Estudio de Análisis de Falla", el que luego deberá comunicar a la SEC, "a objeto que dicho organismo determine si procede el pago de compensaciones".

Por último, cabe la pena la revisión de los requerimientos legales que afectan a la Superintendencia, respecto a la: (i) clasificación de las sanciones, como gravísimas, graves y leves (Ley 18410, Art. 15º); (ii) los montos de las mismas (Ley 18410, Art. 16A); (iii) los alcances y requisitos de la SEC para definir un evento con el carácter de **fuerza mayor** o **caso fortuito**, según los principios de **exterioridad**, **imprevisibilidad e irresistibilidad del hecho** (Res. Ex. Nº15704 de la SEC, Oct. 2016); y (iv) el

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

<sup>137</sup> Esta sección toma como antecedente los documentos contenidos en el Anexo 1 del informe.

<sup>&</sup>lt;sup>138</sup> Que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.

<sup>&</sup>lt;sup>139</sup> Del Ministerio de Minería, que fija el reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (1998).

<sup>&</sup>lt;sup>140</sup> Del Ministerio de Economía, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (1985).

<sup>&</sup>lt;sup>141</sup> Del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, que aprueba el reglamento de sanciones en materia de electricidad y combustibles (1989).



procedimiento para presentar antecedentes en caso que una empresa distribuidora busque argumentar un evento de fuerza mayor o caso fortuito (NT de Distribución, Art. 1-9).

Con todo esto, la definición de mejoras asociadas al esquema de sanciones y compensaciones contempla una serie de desafíos regulatorios, entre los que se cuentan la: consistencia regulatoria, elaboración y uso de informes de fallas, rol de la Superintendencia, y la definición y aplicación de fuerza mayor.

#### 5.8.2 Discusión Antecedentes

De la revisión del contexto regulatorio vigente se desprende que no existe un tratamiento para compensar a aquellos usuarios que reciben suministro a través de un intermediario, por ejemplo, en edificios o condominios (a través de remarcadores). Tampoco existe un tratamiento de compensaciones para usuarios que inyectan energía a la red.

Respecto a la dimensión de multas y compensaciones, el diagnóstico desarrollado por el Ministerio de Energía de la regulación vigente indica:

- 1. Está pendiente revisar el mecanismo de multas, estableciendo criterios claros que permitan una aplicación adecuada, que sea transparente para todas las partes involucradas.
- 2. Otro aspecto importante a considerar en el contexto de la calidad de servicio tiene relación con los mecanismos de sanciones y compensaciones diseñadas para dar señales adecuadas para impulsar la mejora en los niveles de cumplimiento de los estándares establecidos.
- 3. El incumplimiento de los índices SAIDI<sup>142</sup> y SAIFI<sup>143</sup> permite sancionar a la empresa infractora a través de imposición de multas, el incumplimiento de los TIC<sup>144</sup> y FIC<sup>145</sup> origina la obligación – para la empresa distribuidora responsable – de compensar a los clientes y/o usuarios afectados.
- 4. Cabe señalar que aunque en la Ley de Transmisión se incorporaron cambios en la regulación de compensaciones a los clientes finales, dichos cambios excluyen expresamente las fallas ocurridas en instalaciones destinadas a prestar el servicio público de distribución, por lo que para este segmento se siguen aplicando las disposiciones sobre pago de compensaciones que estaban vigentes con anterioridad a la dictación de dicha ley.

La evaluación de inversiones en distribución que tiendan a mejorar los índices de confiabilidad, y por consiguiente, mejorar el desempeño de calidad y seguridad de suministro, está asociada a múltiples factores, como por ejemplo: requerimientos de calidad de servicio exigidos en la norma técnica, la tasa de descuento, el periodo de evaluación (número de años), múltiples costos y beneficios, y la certidumbre sobre la capacidad de rentabilizar la inversión. Entre los beneficios de realizar las inversiones mencionadas anteriormente se puede considerar el costo de la energía no vendida considerando el valor de las compensaciones. En este contexto, el nivel de compensaciones que se define en la regulación es un factor que afecta la evaluación de nuevas inversiones en distribución y fomenta su desarrollo, es

<sup>&</sup>lt;sup>142</sup> Índice de la duración promedio de la de las interrupciones del Sistema.

<sup>&</sup>lt;sup>143</sup> Índice de la frecuencia promedio de las interrupciones del Sistema.

<sup>&</sup>lt;sup>144</sup> Tiempo de Interrupciones a Clientes.

<sup>&</sup>lt;sup>145</sup> Frecuencia de Interrupciones a Clientes.



decir, mayores compensaciones influencian decisiones de inversión para mejorar calidad y seguridad de suministro.

En línea con lo anterior, el rol de multas y compensaciones es doble: por un lado, deben compensar a los usuarios por los costos que le provocan las fallas de servicio, y por otro, deben inducir a las empresas a realizar las inversiones eficientes para cumplir con la norma técnica. Esto último se logra a través de multas que hagan subóptimo el no invertir en calidad, incumplir la norma y simplemente pagar las multas cuando corresponda.

Para lograr este último objetivo, dos características son esenciales. La primera es que las multas deben ser predecibles. El objetivo de la multa no es sorprender a la empresa, sino que inducir un comportamiento donde no sea necesario pagar multas. Más aún, no debe quedar espacio para ambigüedades que permitan a la empresa confiar en que a través de procesos de lobby o litigio puede disminuir el monto pagado. Al mismo tiempo, es necesario reducir tanto como sea posible la discrecionalidad del regulador, haciendo que las multas se calculen de la forma más automática posible, de acuerdo a parámetros conocidos de antemano. En este sentido, es importante señalar que las multas y compensaciones efectivamente pagadas, en esperanza, son lo que alinea los incentivos de la empresa. La segunda característica es que las multas deben tener poder disuasivo; esto es, no sólo deben ser "justas" y similares al daño causado (como las compensaciones) sino que deben eliminar cualquier incentivo a la desinversión.

Finalmente es relevante hacer notar la interacción entre el sistema de multas y compensaciones, y el esquema de valorización y remuneración por empresa modelo. En específico, la empresa modelo debe cumplir con los estándares de calidad y seguridad establecidos en la normativa. La empresa real, sin embargo, puede encontrar óptimo no cumplirlos, en cuyo caso prefiere pagar el monto esperado de multas y compensaciones a cambio de un ahorro en infraestructura. Si el nivel de las multas inducen a la empresa a tomar esta opción, se generan rentas sobrenormales para la empresa distribuidora por encima de lo anticipado por la empresa modelo.

# Compensaciones y Multas en Mercados de Referencia

En general los mercados de referencia revisados (Reino Unido, Australia y California) poseen distintos mecanismos para el aseguramiento de los estándares de calidad de servicio y cumplimiento de otras disposiciones legales, normativas y reglamentarias. En particular, en el Reino Unido y Australia existen mecanismos explícitos de incentivo y penalización al cumplimiento de metas de calidad de servicio en términos de índices de duración y frecuencia de interrupciones, y satisfacción del cliente. Este último mecanismo es adicional a las multas y compensaciones asociadas al cumplimiento de estándares mínimos de servicio.

En el caso de Australia, el mecanismo de incentivo representa una banda de hasta un 5% (premio o penalización) de los ingresos base de la empresa, en base al cumplimiento de métricas específicas de calidad de suministro. En el caso de Reino Unido, el incentivo asociado a calidad de suministro puede llegar a representar una banda simétrica del 3% de los ingresos permitidos, mientras que la calidad comercial tiene asociada una banda simétrica en torno al 1,5%. Adicionalmente, en caso de incumplimiento de estándares garantizados de desempeño en nuevas conexiones, las empresas de

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final



distribución se exponen a reducciones de hasta 100 puntos base en la tasa de retorno utilizada para el cálculo de su remuneración.

En cuanto a los estándares mínimos garantizados, la regulación de Reino Unido establece tiempos máximos de reposición de servicio dependiendo del evento que ocasiona la interrupción, y de la cantidad de usuarios afectados; de esta forma, en condiciones climáticas severas, interrupciones de más de 24 o 48 horas (dependiendo de la severidad) dan lugar a compensaciones de GBP \$70 cada 12 horas sin reposición de suministro, mientras que en condiciones climáticas normales las compensaciones varían entre GBP \$70 (consumidores residenciales) y GBP \$150 (consumidores no residenciales) cada 12 horas sin reposición de suministro por sobre las primeras 12 horas de interrupción. Asimismo, se establecen compensaciones por no dar aviso con 2 días hábiles de antelación sobre interrupciones planificadas, o no dar respuesta a reclamos del consumidor acerca de problemas en la calidad del voltaje, entre otros.

En el caso de California, no existe una estructura pre-establecida de multas y compensaciones, sino que es la *California Public Utility Commission* (CPUC) la encargada de determinar las multas y compensaciones asociadas a una violación de las leyes, reglamentos o normas aplicables a la actividad de las *Public Utilities*. En particular, ante una posible violación, la CPUC abre una investigación con el fin de determinar responsabilidad y sanciones, donde la sanción (multa y/o compensación) es dimensionada de acuerdo a un análisis de severidad del evento, comportamiento de la empresa antes, durante y después del evento, los recursos financieros de la empresa, entre otros. En términos de incentivos a la mejora de calidad de servicio, las *utilities* pueden proponer en sus planes de negocio/desarrollo (*General Rate Case*) el uso de mecanismos de incentivo en base a desempeño en métricas de calidad de servicio, las que son revisadas y aprobadas por la CPUC.

# 5.8.3 Propuesta de Modificación Regulatoria

A partir de la discusión de los antecedentes, a la luz del contexto actual, se presentan las siguientes alternativas regulatorias.

#### Alternativa 1

Se sugieren las siguientes mejoras regulatorias para compensaciones:

- A. Consistencia regulatoria entre **compensaciones** aplicadas a interrupciones o suspensiones del suministro de energía eléctrica no autorizadas por indisponibilidad de instalaciones de distribución y las definiciones que se realizan en el estudio de costo de falla. Lo indicado anteriormente implica aumentar el monto de la compensación desde:
  - El equivalente al duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada a costo de racionamiento.

a:

www. isci.cl



- Para el caso de clientes regulados al equivalente de la energía no suministrada durante ese evento, valorizada al Costo de Falla de Corta Duración<sup>146</sup>.
- Para el caso de clientes libres al equivalente de la energía no suministrada durante ese evento, valorizada al Costo de Falla de Corta Duración.

En consistencia con definiciones realizadas en la Ley de Transmisión, también es crítico considerar una restricción que establezca un límite al monto anual de las compensaciones. En esta línea, como benchmark se sugiere considerar la misma práctica que se utiliza para compensaciones en transmisión, esto es que las compensaciones pagadas por una empresa no pueden superar por evento el 5% de sus ingresos regulados en el año calendario anterior para el segmento de transmisión respectivo. También se define un valor máximo de la compensación de veinte mil unidades tributarias anuales. El objetivo de este techo, que es elevado, es acotar el nivel de riesgo de la distribuidora sin perjudicar la correcta provisión de incentivos; es decir, el monto que es posible pagar es suficientemente grande para alinear los incentivos de la empresa en todos los casos, y simplemente se eliminan casos excepcionales por los que se terminaría pagando a través de la prima por riesgo, sin beneficios netos para los usuarios.

- B. Respecto de aquellas indisponibilidades de la red de distribución superiores a los límites máximos establecidos en la Norma Técnica de Distribución, y que producto de ellas se vean perjudicadas las ventas de energía y servicios de usuarios de la red (pequeños medios de generación distribuidos, sistemas de almacenamiento distribuidos, etc.), se establecerán mecanismos de compensación a estos últimos.
- C. Respecto de la necesidad de elaborar un Informe de Estudio de Análisis de Falla. Se sugiere definir en qué casos se debe elaborar un informe de estudio de análisis de falla y el responsable de elaborar dicho informe. Por ejemplo:
  - Para fallas de alto impacto, no recurrentes, se deberá elaborar un informe de falla. El informe será elaborado por:
    - Opción 1: La empresa distribuidora. Desventaja: No es un ente independiente para el problema que se está analizando. Se puede mitigar el riesgo sometiendo el informe de falla, con alguna probabilidad, a un contra-reporte de la superintendencia. Si la diferencia es sustantiva, se obliga a pagar a la empresa lo que se deriva del informe elaborado por la superintendencia más la diferencia entre ambas propuestas.

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

www.isci.cl

<sup>&</sup>lt;sup>146</sup> El Estudio de Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING y SSMM, desarrollado por Synex y Mercados Energéticos, en Diciembre de 2015, para la CNE, indica: "El costo de falla de corta duración (CFCD), representa el costo unitario (por unidad no servida o bien por tiempo de interrupción) en que incurre un usuario por la falla intempestiva, sin preaviso, del bien o servicio que está recibiendo, normalmente a través de una red pública de suministro, en circunstancia que dicho bien o servicio es esencial y por su condición de tal se efectúa con un elevado grado de confiabilidad. El costo en que se incurre en estas circunstancias depende de la condición particular en que se encuentre el usuario, pero puede aseverarse que para el conjunto de los usuarios interrumpidos el costo asociado es muy elevado." Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/12/Estudio-Costo-de-Falla-Final.rar De acuerdo a la Res. Ex. CNE N° 195 del 27 de Febrero de 2019, el costo de falla de corta duración para el Sistema Eléctrico Nacional es 13,50 US\$/kWh.



Opción 2: La Superintendencia. Desventaja: Acceso a información puede introducir demoras al proceso.

Para el caso del segmento de transmisión, el responsable de elaborar un Estudio de Análisis de Falla es el Coordinador, que es un ente independiente que tiene visibilidad a la información de la operación del sistema eléctrico (pero no tiene visibilidad de la operación a nivel de distribución; para limitar complejidad del Coordinador se sugiere que se mantenga esa condición).

El informe de falla debe contener al menos el origen de la falla, sus efectos, las razones de propagación (si corresponde), los planes de recuperación, las conclusiones técnicas respecto a las causas del respectivo evento o falla, y los eventuales responsables. La Superintendencia podrá definir el formato y los demás contenidos del referido Informe. Las empresas distribuidoras podrán presentar a la Superintendencia observaciones al informe de falla y acompañar los antecedentes que estimen pertinentes en un plazo acotado.

En caso de que en el informe de falla se argumente fuerza mayor, se deberá fundamentar los aspectos que derivan en dicha calificación. Se debe tener en consideración lo indicado en los literales I y J más adelante en este documento.

- D. Una vez finalizado el informe de falla, la Superintendencia debe determinar si procede el pago de compensaciones en un plazo acotado. Si procede, la Superintendencia deberá instruir a las empresas distribuidoras de los usuarios afectados su pago en la facturación más próxima, o en aquella que determine la Superintendencia. Entre los usuarios afectados no solo se debe considerar consumidores (con y sin inyecciones), sino también otros usuarios como PMGDs, sistemas de almacenamiento, etc.
- E. Una vez efectuado el pago, las empresas distribuidoras podrán reclamar ante la Superintendencia la improcedencia de su obligación de pago. Se debe definir un mecanismo de resolución de controversias.
- F. Respecto del fortalecimiento del rol de la Superintendencia, actualmente se tiene: la Superintendencia **podrá** amonestar, multar, e incluso recomendar la aplicación de la medida contemplada en el artículo 146°, si la calidad de servicio de una empresa es reiteradamente deficiente (LGSE, Art. 145° y DS 327, Art. 224). Se sugiere reemplazar el "podrá" por **"deberá"**.
- G. Respecto de otras medidas y el rol del Ministerio de Energía, actualmente se tiene: Si la explotación de un servicio público de distribución fuera en **extremo deficiente**, a causa de su mala calidad u otras circunstancias que hicieran inaprovechables los servicios, según las normas expresas que establezcan previamente los reglamentos, el Ministerio de Energía **podrá** autorizar a la Superintendencia para tomar las medidas necesarias a expensas del concesionario para asegurar provisionalmente el servicio (LGSE, Art. 146°). Se sugiere:
  - Dar una mayor definición al calificativo: explotación de un servicio público de distribución en extremo deficiente.

www.isci.cl



- Reemplazar el "podrá" por "deberá".
- H. Respecto del monto de las sanciones. La Ley 18410, Art. 16A, establece un monto máximo de diez mil unidades tributarias anuales para infracciones gravísimas. Tomando como referencia definiciones realizadas en la ley de transmisión, se sugiere aumentar a veinte mil unidades tributarias anuales. Consecuentemente, se sugiere aumentar el límite de las sanciones a infracciones graves e infracciones leves a diez mil y mil unidades tributarias anuales respectivamente.
- I. Se sugiere explicitar en la ley los tres principios que, de manera copulativa, debe cumplir una interrupción o falla que se busque declarar como fuerza mayor: exterioridad del hecho, imprevisibilidad del hecho, y carácter irresistible del hecho.
- J. Se sugiere dar más visibilidad al procedimiento o metodología que establece la Superintendencia para que una empresa distribuidora pueda argumentar caso fortuito o fuerza mayor.



# 5.9 Definición del Operador del Sistema de Distribución<sup>147</sup>

#### 5.9.1 Contexto Actual

El aumento en la complejidad de la estructura y funcionamiento de las redes de distribución eléctrica requerirá de nuevos paradigmas en la operación de estas redes (ver por ejemplo la visión de futuro plasmada en el Capítulo 2 del presente Informe). La forma de operar las redes de distribución eléctrica será uno de los elementos clave para obtener el mayor valor sistémico posible de los recursos energéticos distribuidos, así como de las herramientas de monitoreo y gestión inteligente de la red. En este contexto, surge la pregunta de cómo se debería operar las redes de distribución, y qué entidad debiera estar encargada de dicha labor, lo cual debe ser definido de forma consistente con el resto de los cambio regulatorios que se lleven a cabo. A continuación, se describe el contexto regulatorio actual de la operación de redes de distribución, para luego discutir diversos antecedentes en la Sección 5.9.2, y finalmente presentar una propuesta de modificación regulatoria en la Sección 5.9.3.

La regulación relativa a la operación de los sistemas de distribución eléctrica se ve definida en el Decreto con Fuerza de Ley N°4<sup>148</sup> (en adelante DFL 4 o LGSE), y en el DS 125. En particular, se especifica que la coordinación de la operación debe preservar la seguridad del servicio, garantizar la operación más económica posible para el conjunto de las instalaciones, y garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión (DFL 4, Art. 72-1). Además de lo anterior, se especifica que la coordinación de la operación de las redes de distribución se debe efectuar a través del Coordinador Eléctrico Nacional, siguiendo las normas determinadas por la Comisión Nacional de Energía (DS 125, Art. 5).

De hecho, el Coordinador está a cargo de la coordinación de toda la red eléctrica nacional, donde los coordinados incluyen centrales generadoras, sistemas de transmisión, instalaciones de prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento, instalaciones de distribución, y clientes libres (DFL 4, Art. 72-2); en particular, los PMGD son coordinados (DS 125, Art. 10). Además se especifica que los distintos coordinados pueden presentar exigencias distintas (DS 125, Art. 12), y que los coordinados deberán presentar toda la información que sea necesaria al Coordinador (DS 125, Art. 15) y cumplir con todos los estándares y requerimientos técnicos necesarios (DFL 4, Art. 72-6). En particular, el Coordinador está a cargo de programar la operación del Sistema Eléctrico Nacional (DS 125, Art. 36), para lo cual podría requerir distintos niveles de información de cada uno de los coordinados (DS 125, Art. 46). Respecto a los requerimientos de información de las empresas distribuidoras, se especifica que éstas deben enviar proyecciones de demanda al Coordinador, entre otros requerimientos (DS 125, Art. 80). Adicionalmente, se especifica que el Coordinador debe mantener sistemas de información pública con las principales características técnicas y económicas de las instalaciones coordinadas (DFL 4, Art. 72-8).

De esta manera, en el reglamento se especifica en particular que el Coordinador es la entidad encargada de operar las instalaciones conectadas a los sistemas de distribución, y a su vez, se indica que el Coordinador debe instruir a las empresas distribuidoras las medidas necesarias para el adecuado cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio necesarias. Sin embargo, se detalla que

<sup>&</sup>lt;sup>147</sup> Esta sección toma como antecedente los documentos contenidos en el Anexo 1 del Informe.

<sup>&</sup>lt;sup>148</sup> Que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.



la operación en tiempo real de las instalaciones de distribución deben ser efectuadas por las respectivas empresas distribuidoras (DS 125, Art. 12).

Finalmente, respecto de las normas técnicas para el funcionamiento de los sistemas eléctricos, en el reglamento se especifica que la Comisión Nacional de Energía está a cargo de permanentemente analizar los requerimientos normativos para el correcto funcionamiento del sector eléctrico, incluyendo aspectos técnicos, de seguridad, de coordinación, de calidad, de información, y aspectos económicos. Además se especifica que las normas técnicas deben ser elaboradas con procesos públicos y participativos, y que los distintos agentes del sector pueden solicitar la revisión de dichas normas (DFL 4, Art. 72-19).

#### 5.9.2 Discusión de Antecedentes

La integración de nuevas tecnologías y actores en los sistemas de distribución, particularmente recursos energéticos distribuidos de diversa naturaleza, resultará en un sistema de distribución con niveles de complejidad mucho más elevado que los actuales (Bell & Kill, 2018). El aprovechamiento de estos recursos de manera eficiente, asegurando una confiabilidad y calidad de servicio adecuadas, requerirá la coordinación efectiva de múltiples tecnologías y actores realzando la necesidad de actualizar la definición de atribuciones asociadas a la coordinación de la operación de la red de distribución (Anaya y Pollitt, 2017; Ruester et al., 2014). Un desafío de esta coordinación está asociado con el nivel de penetración de los elementos de energía distribuidos los cuales, a diferencia de otros cambios en los sistemas eléctricos, surgen principalmente por elección de los consumidores. De Martini y Kristov (2015) describen de manera conceptual tres niveles en la evolución de los sistemas de distribución diferenciados por el nivel de integración de DER (Distributed Energy Resources). Una primera etapa de modernización de la red donde el nivel de integración de DERs es bajo y puede acomodarse sin grandes cambios a la infraestructura y operación de los sistemas de distribución. Una segunda etapa de Integración de DERs donde el número de elementos distribuidos alcanza un valor relevante que requiere cambios funcionales en la operación de la distribución<sup>149</sup>. En este nivel de penetración los elementos distribuidos ya pueden entregar servicios a nivel sistémico lo que hace relevante la interacción del sistema de distribución con el sistema de transmisión. Adicionalmente, este nivel de penetración ya genera desafíos operacionales como flujos bidireccionales relevantes lo que requiere esquemas de operación y control avanzados. En el sistema de Estados Unidos los estados de California y Hawai se encuentran en esta etapa de desarrollo. Finalmente, se define la tercera etapa donde el nivel de penetración de DER es tal que se hace factible el surgimiento de estructuras de mercado locales, a nivel de distribución, que permitan múltiples tipos de transacciones, incluida transacciones entre prosumidores. Para cada una de estas etapas se hace necesario evaluar las atribuciones y responsabilidades del operador de la red de distribución. Un tema relevante pero que todavía está a un nivel de discusión principalmente conceptual es la necesidad o no de definir e implementar la figura del operador independiente de la red de distribución el cual podría requerirse para asegurar la transparencia y trato no discriminatorio para penetraciones particularmente altas de nuevas tecnologías, agentes y modelos de negocios.

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

Página 133 de 169 www. isci.cl

<sup>&</sup>lt;sup>149</sup> De Martini y Kristov (2015) definen como umbral para la etapa 2 una penetración de DERs mayor al 5% de la demanda de punta sistémica.



En el diagnóstico desarrollado por el Ministerio de Energía no establece necesidades o requerimientos de alto nivel para fortalecer el rol del operador de la red de distribución. Algunos aspectos que se indican son los siguientes:

- Se ha identificado que la aparición de nuevos actores y tecnologías que han irrumpido en los sistemas de distribución, incorporando nuevas tecnologías, implican importantes desafíos para lograr su integración adecuada, principalmente se destaca el desarrollo de techos solares y generación distribuida en general, sistemas de almacenamiento distribuidos, sistemas de medición inteligente y electromovilidad.
- 2. Se puede indicar que la regulación vigente no está del todo preparada para enfrentar e incentivar la incorporación futura de nuevas tecnologías, agentes y servicios eléctricos.
- 3. Se identificó la necesidad de incluir nuevas consideraciones debido a la aparición de nuevos actores y formas de operar la red que pueden generar nuevas situaciones a considerar en la normativa.
- 4. Una de las transformaciones más relevantes que debe enfrentar el segmento de distribución, dice relación con la mayor disponibilidad de información a la que se puede acceder gracias a las nuevas tecnologías y sistemas de información, cuestión que podría generar asimetrías importantes entre distintos agentes del mercado y limitar la participación de nuevos oferentes en mercados competitivos.

Con el desarrollo de nuevos usuarios de la red de distribución, emergerá un sistema más complejo en términos de:

- 1. El número de actores que se deberá gestionar de manera eficiente y efectiva.
- 2. La bidireccionalidad de flujos de potencia en la red de distribución y desde la red de distribución hacia el sistema de transmisión.
- 3. Los servicios que podrán ser provistos entre los distintos agentes.
- 4. La necesidad de nuevas señales operacionales e interacciones entre los distintos agentes.

Esta situación se ilustra en la siguiente figura. Un aspecto crítico es definir la evolución, en etapas, de los sistemas, y por consiguiente del operador de la red de distribución; es decir, a medida que surgen o se hacen evidentes nuevas necesidades producto de mayor integración de nuevos usuarios de la red de distribución se requiere que se activen nuevos requerimientos de programación y operación (Ofgem, 2019).



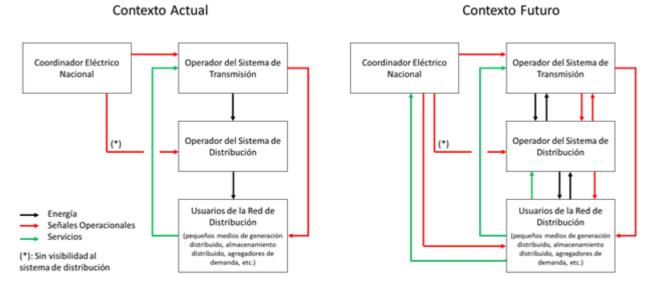


Figura 5.7. Diagrama simplificado de interacciones entre el Coordinador, el Operador del Sistema de Transmisión, el Operador del Sistema de Distribución y los Usuarios de la Red de Distribución. Adaptado de Birk et al. (2017).

En este contexto, de acuerdo a Ofgem (2019), surgen las siguientes preguntas:

- 1. ¿Cuáles son las etapas incrementales que se deben establecer para definir un rol completo del operador del sistema de distribución?
- 2. ¿Cuáles son los elementos que activarán el paso de una etapa a otra?
- 3. ¿Qué grupos de interés deben estar conscientes de la activación de dichos elementos?
- 4. ¿Qué grupos de interés es responsable de monitorear los elementos de activación?
- 5. ¿Qué acciones debe tomar el operador de la red de distribución actual y cómo deben cambiar sus procesos para cumplir un nuevo rol como operador de la red de distribución?
- 6. ¿Cuáles son los plazos que se deben cumplir para desarrollar el nuevo rol del operador de la red de distribución?

# 5.9.3 Propuesta de Modificación Regulatoria

A continuación se presenta un conjunto de requerimientos cuyo objetivo es establecer responsabilidades y atribuciones del rol del operador de la red de distribución. La opción de operadores independientes de la red no se considera en la propuesta de mejora regulatoria, sin embargo se recomienda su evaluación periódica en virtud del desarrollo de las necesidades de nuevos actores y modelos de negocio en el segmento de distribución.

Página 135 de 169 www. isci.cl



El operador de la red de distribución es la entidad responsable por la operación, el mantenimiento y el desarrollo de la red de distribución en un área determinada. También es responsable de la interconexión de la red de distribución con otros sistemas y de asegurar la capacidad del sistema de distribución de satisfacer demandas razonables por la distribución de electricidad. Los usuarios de la red de distribución son 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 a la red de distribución.

A medida que aumenta el número y tipo de nuevos usuarios de la red de distribución, el operador de la red de distribución deberá:

- 1. Fortalecer procesos de monitoreo y planificación de la red de distribución: El operador de la red de distribución utiliza datos de medidores inteligentes, sistemas de monitoreo u otros supuestos para construir un modelo de mayor resolución de la red de distribución y sus restricciones, de manera de planificar inversiones.
- 2. Fortalecer la reconfiguración en tiempo real de la red de distribución: El operador de la red de distribución reconfigura en tiempo real la red de distribución para liberar capacidad y reducir restricciones.
- 3. **Desarrollar nuevos acuerdos comerciales para gestionar fallas:** El operador de la red utiliza nuevos acuerdos comerciales y herramientas para monitorear y gestionar la red ante condiciones de falla.
- 4. Fortalecer control de voltaje activo en áreas específicas de la red de distribución: De la misma manera en que el Coordinador gestiona la frecuencia del sistema, el operador de la red de distribución utiliza la respuesta de los clientes y los activos de la red para mantener el voltaje dentro de los límites establecidos.
- 5. Fortalecer la gestión activa permanente de la red en áreas específicas: El operador de la red de distribución utiliza acuerdos comerciales y nuevas herramientas para gestionar congestiones en alimentadores especificos de la red de distribución. Se gestiona la demanda de los clientes utilizando generación local y/o sistemas de almacenamiento para evitar congestiones en la red de media y baja tensión.
- 6. Fortalecer el balance de la red de distribución: El operador de la red de distribución realiza un balance centralizado de la generación y demanda a través de la red de distribución mediante el uso de nuevos acuerdos comerciales con generadores, sistemas de almacenamiento y gestión de demanda.

La propuesta de reglamento que aprueba la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional (DS 125) establece que la coordinación de la operación y la operación en tiempo real de las instalaciones de distribución serán efectuadas por la Empresa Distribuidora (DS 125, Art. 12). El DS 125 sólo establece

www.isci.cl



requerimientos mínimos para la supervisión y coordinación en tiempo real de las instalaciones sujetas a coordinación del Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional.

Si bien el DS 125 deja la responsabilidad de coordinación de la operación y la operación en tiempo real de las instalaciones de distribución a la empresa distribuidora, la regulación vigente no establece requerimientos específicos para ello. Por lo tanto, se debe establecer requerimientos mínimos para la supervisión y coordinación en tiempo real de las instalaciones de la empresa distribuidora y los usuarios sujetos a coordinación de la empresa distribuidora.

A continuación, se realizan sugerencias para dar mayores atribuciones respecto a las funciones y requerimientos del operador de la red de distribución.

# A. Respecto del operador de la red de distribución: Este debe:

- Preservar la continuidad y seguridad del servicio de distribución;
- Facilitar la operación más económica del sistema eléctrico que realiza el Coordinador<sup>150</sup>;
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema de distribución<sup>151</sup>;
- 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 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.

La empresa distribuidora debe realizar la coordinación de la operación del sistema de distribución respectivo de acuerdo a las normas técnicas que determine la Comisión, la ley y la reglamentación pertinente.

La empresa distribuidora debe trabajar con el Coordinador, la Comisión, operadores del sistema de transmisión zonal, y otras empresas distribuidoras (si corresponde), para desarrollar un entendimiento común sobre las acciones que un operador del sistema de distribución puede

<sup>&</sup>lt;sup>150</sup> Esta función incluye el deber de informar oportunamente al Coordinador de circunstancias que afecten la operación económica del sistema de distribución (minimización de pérdidas) y limitaciones del sistema de distribución que afecten la seguridad e integridad de las instalaciones.

<sup>&</sup>lt;sup>151</sup> Tomar las medidas necesarias para minimizar las pérdidas de distribución.



tomar de manera de producir efectos positivos o negativos sobre el sistema eléctrico fuera de los bordes de la empresa distribuidora, lo que incluye compartir información operacional y desarrollar procesos para asegurar que cada parte tome las acciones que sean consistentes con la eficiencia global del sistema. Este trabajo coordinado debe proveer al Coordinador y el operador del sistema de distribución información sobre las oportunidades para explotar sinergias o decisiones operacionales mutuamente beneficiosas a través del sistema de transmisión y distribución.

Se espera que tanto el Coordinador Eléctrico Nacional como el Operador del Sistema de Distribución identifiquen y desarrollen acciones que permitan remover distorsiones de mercado reduciendo barreras de entrada para todos los actores del mercado.

**B.** Respecto de la continuidad operacional: Las Empresas Distribuidoras deberán implementar sistemas de gestión para asegurar la continuidad operacional antes los distintos riesgos que afecten al Sistema de Distribución (NT Art. 1-10).

Las Empresas Distribuidoras deberán disponer en todo momento de un Plan de Continuidad Operacional que describa los sistemas de gestión para asegurar la continuidad operacional, el cual deberá contener al menos (NT Art. 1-10):

- Identificación y clasificación de todos los riesgos que afecten a la Empresa Distribuidora.
- Análisis y evaluación de los distintos riesgos identificados en el numeral anterior.
- Planes de contingencia para gestión de riesgos.
- Realización de pruebas y ensayos para evaluar los Planes de Continuidad Operacionales implementados.
- Proceso de revisión, actualización y perfeccionamiento del sistema de gestión para asegurar la continuidad operacional.

La normativa aplicable establecerá los requerimientos específicos de los Sistemas de Gestión y el Plan de Continuidad Operacional.

C. Respecto de las normas de operación y coordinación entre empresas distribuidoras y usuarios de la red de distribución: Los criterios generales de la coordinación y operación de la red de distribución se establecerán en la normativa correspondiente. Las Empresas Distribuidoras deberán establecer procedimientos con las normas de operación y coordinación entre la empresa distribuidora y usuarios conectados a la red de distribución, tales como pequeños medios de generación distribuida, sistemas de almacenamiento distribuidos, clientes libres, otra empresa distribuidora conectada a la red de distribución, entre otros. Los requisitos mínimos de estos procedimientos serán definidos en la normativa aplicable en el segmento de distribución y serán de cumplimiento obligatorio tanto para la empresa distribuidora como para los usuarios

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final



mencionados anteriormente. Los procedimientos definidos por la empresa distribuidora deberán ser aprobados por la autoridad.

- D. Respecto de la coordinación de la operación y operación en tiempo real de las instalaciones de distribución, y la coordinación de la operación con los usuarios de la red de distribución: La empresa distribuidora debe:
  - Coordinar la programación de la operación, en aquellos aspectos que corresponda, con el Coordinador, el Centro de Control del Sistema de Transmisión que corresponda, y los usuarios de la red de distribución cuya coordinación sea relevante para la operación de la red de transmisión y la operación de la red distribución o una parte de ella.
  - Realizar la supervisión y coordinación de la operación en tiempo real del sistema de distribución a través de un Centro de Despacho y Control del Sistema de Distribución (CDCSD).

El CDCSD se es quien interactúa con el Centro de Despacho y Control (CDC) que corresponda del Coordinador<sup>152</sup>, el Centro de Control del Sistema de Transmisión que corresponda, y los usuarios de la red de distribución cuya coordinación que sea relevante para la operación de la red de distribución.

Una empresa distribuidora, dependiendo de sus necesidades, podrá tener más de un CDCSD.

Un conjunto de empresas distribuidoras, dependiendo de sus necesidades, podrán operar mediante un CDCSD común que opere simultáneamente las instalaciones de más de una empresa distribuidora. No obstante, cada empresa distribuidora será responsable, en todo momento e individualmente, por el cumplimiento de todas las obligaciones respectivas a sus instalaciones de acuerdo a lo indicado en el Artículo 72°-14 de la LGSE, las que se listan a continuación:

- Adoptar decisiones que se requieran para la aplicación de las metodologías, esquemas de medición, protocolos de comunicación u otras materias técnicas relativas a la operación en tiempo real del sistema de distribución.
- Supervisar y controlar el comportamiento de las variables eléctricas en el conjunto de instalaciones de la red de distribución, verificando que se mantengan dentro de los rangos definidos por la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución.
- Supervisar el comportamiento de la demanda, sistemas de generación distribuida y sistemas de almacenamiento distribuido, tomando medidas correctivas respecto de la programación de la operación de la red de distribución en atención a actualizaciones de la información que se disponga. Las medidas correctivas no deben ser discriminatorias

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final Página 139 de 169

www. isci.cl

<sup>&</sup>lt;sup>152</sup> De acuerdo al artículo 118 del DS 125 el Coordinador puede contar con Centros de Despacho y Control Regionales los cuales podrán abarcar territorialmente una o más regiones o áreas geográficas y deberán contar con las instalaciones que permitan la operación descentralizada del respectivo sistema.



entre usuarios del sistema, tipos de usuarios del sistema, o empresas relacionadas a la empresa distribuidora.

- Impartir a los usuarios sujetos a coordinación en la red de distribución<sup>153</sup> las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los programas que sean definidos para la operación de la red de distribución. Las instrucciones no deben ser discriminatorias entre usuarios del sistema, tipos de usuarios del sistema, o empresas relacionadas a la empresa distribuidora.
- Tomar las medidas pertinentes ante fallas en el sistema de distribución.
- Tomar las medidas pertinentes ante fallas en cualquier sistema que limite con el sistema de distribución. Son sistemas que limitan con un sistema de distribución: un sistema de transmisión zonal, un sistema de transmisión dedicado, un sistema de generación conectado a la red de distribución, un sistema de almacenamiento conectado a la red de distribución, un cliente conectado a la red de distribución (con o sin excedentes de energía).
- Tomar las medidas pertinentes ante fallas en el sistema eléctrico donde el Coordinador haya solicitado el actuar de la empresa distribuidora.
- Coordinar y supervisar la aplicación del Plan de Recuperación de Servicio.
- Corregir los desvíos que existan respecto de la programación de la operación de la red de distribución.
- Coordinar el ajuste a la operación de instalaciones o, si la aplicación de medidas operativas no fuera suficiente, la desconexión de instalaciones, en caso que la operación de las mismas ponga en riesgo la seguridad y calidad de servicio del sistema de distribución. Las medidas no deben ser discriminatorias entre usuarios del sistema, tipos de usuarios del sistema, o empresas relacionadas a la empresa distribuidora.
- Ajustar la operación de instalaciones o, si la aplicación de medidas operativas no fuera suficiente, la desconexión de instalaciones, en caso que la operación de las mismas ponga en riesgo la seguridad y calidad de servicio del sistema de eléctrico. Las medidas no deben ser discriminatorias entre usuarios del sistema, tipos de usuarios del sistema, o empresas relacionadas a la empresa distribuidora.
- Implementar esquemas de control que faciliten la operación óptima del sistema eléctrico de distribución.

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

<sup>&</sup>lt;sup>153</sup> Son usuarios sujetos a coordinación de la red de distribución los pequeños medios de generación distribuidos, los sistemas de almacenamiento distribuidos, grandes clientes que participen en gestión de demanda, entre otros usuarios que permitan gestión de inyección o retiro de la red de distribución.



- Monitorear variables meteorológicas que puedan incidir en la calidad de servicio del sistema de distribución.
- Mantener informados a los usuarios de la red de distribución que lo requieran sobre la condición operativa del sistema de distribución que sea relevante para la operación de dicho usuario.
- Coordinar la ejecución de solicitudes de trabajos.
- Coordinar e instruir acciones a efectos de preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.
- Informar al Coordinador de cualquier falla, restricción o régimen operacional que provoque una afectación en la operación de los sistemas de transmisión fuera de la zona de concesión.
- E. Respecto de los Planes de Contingencia: La Superintendencia podrá requerir a las Empresas Distribuidoras, de manera previa a la ocurrencia de un evento de la naturaleza, climático u otro que ésta determine, que elaboren y envíen, de acuerdo a los procedimientos que establezca la Superintendencia, Planes de Contingencia para prevenir, evitar o mitigar los efectos de un evento que podría generar fallas masivas (NT Art. 1-11). La normativa aplicable en el segmento de distribución establecerá los requerimientos específicos que deben cumplir los planes de contingencia de las empresas distribuidoras.
- **F.** Respecto de los Planes de Mantenimiento: Las Empresas Distribuidoras deberán informar, anualmente, a la Superintendencia, de acuerdo a los procedimientos que ésta determine, los Planes de Mantenimiento para sus instalaciones (NT Art. 1-11). La normativa aplicable en el segmento de distribución establecerá los requerimientos específicos que deben cumplir los planes de mantenimiento.

Los Planes de Mantenimiento deberán describir el sistema de gestión que se implementará para asegurar un correcto mantenimiento de las instalaciones, de manera de minimizar las contingencias que pudieran afectar la Calidad de Servicio entregado.

Cuando se planifiquen mantenciones que impliquen interrupciones de servicio a los usuarios de la red de distribución se debe considerar como el horario en que se realiza la intervención en el sistema de distribución, y la duración de la intervención, optimizan el beneficio del usuario (o minimiza los costos) considerando el impacto de la interrupción de servicio en el sistema de distribución y los usuarios de éste.

G. Respecto de maniobras que involucren conexión o desconexión de usuarios de la red de distribución: Toda maniobra que involucre la conexión o desconexión de un PMGD de la red, cualquiera sea el origen del requerimiento, deberá ser coordinada entre la empresa distribuidora y el propietario u operador del PMGD, de acuerdo a los procedimientos que la empresa distribuidora tenga establecidos para dichas operaciones y lo que indique la normativa aplicable



en el segmento de distribución. Copia de las comunicaciones respectivas deberán ser enviadas a la Dirección de Operación del Coordinador (DS 244, Art. 25).

Toda maniobra que involucre la conexión o desconexión de un Sistema de Almacenamiento Distribuido, cualquiera sea el origen del requerimiento, deberá ser coordinada entre la empresa distribuidora y el propietario u operador del Sistema de Almacenamiento Distribuido, de acuerdo a los procedimientos que la empresa distribuidora tenga establecidos para dichas operaciones y lo que indique la normativa aplicable en el segmento de distribución. Copia de las comunicaciones respectivas deberán ser enviadas a la Dirección de Operación del Coordinador.

H. Respecto a la planificación de la red de distribución: El operador de la red de distribución debe colaborar, comunicarse y coordinarse con el operador de la red de transmisión zonal, otros operadores de la red de distribución que limiten con su red de distribución, el Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional, y la Comisión Nacional de Energía para identificar y facilitar una planificación robusta del Sistema de Transmisión Zonal y del Sistema de Distribución, de manera de desarrollar soluciones adecuadas teniendo en consideración una visión amplia de ambos sistemas. Lo indicado anteriormente se debe realizar mediante roles claramente definidos y acordados en la interfase entre el Sistema de Transmisión Zonal y el Sistema de Distribución (o entre dos Sistemas de Distribución), que minimicen duplicación de esfuerzos.

El tipo de planificación eficiente y desarrollo de soluciones que se espera debe considerar opciones que consideren inversión, opciones operacionales, o ambos tipos de opciones, que incluyan inversiones flexibles que permitan mitigar la necesidad de refuerzos en el sistema de transmisión zonal y/o sistema de distribución.

Se espera que se progrese en el desarrollo de soluciones a nivel de distribución que puedan ayudar a liberar desafíos en transmisión zonal; y desarrollos en la red de transmisión zonal que puedan ayudar a liberar desafíos en la red de distribución. En estas situaciones se espera que el Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional y el Coordinador del Sistema de Distribución consideren como el desarrollo de soluciones en el Sistema de Transmisión Zonal o en el Sistema de Distribución pueden llevar a minimizar costos y maximizar el beneficio de los usuarios de ambos sistemas.

Se debe asegurar que existan los instrumentos y acuerdos contractuales adecuados para optimizar inversiones a través del límite entre el sistema de transmisión y distribución.

I. Respecto de los Sistemas de Información: El operador de la red de distribución debe proveer a los usuarios de la red de distribución (pequeños medios de generación distribuida, sistemas de almacenamiento distribuidos, entre otros usuarios) de la información que ellos necesiten para un acceso eficiente al sistema de distribución.

El operador de la red de distribución debe proveer a los usuarios de la red de distribución (pequeños medios de generación distribuida, sistemas de almacenamiento distribuidos, agregadores de demanda, entre otros usuarios) de la información que ellos necesiten para un uso eficiente del sistema de distribución.



El operador de la red de distribución debe evitar proporcionar información que haya sido obtenida en el desarrollo de sus propias funciones, y que pueda ser considerada una ventaja competitiva para el desarrollo de otras actividades, de manera discriminatoria.

# De forma más específica:

- 1. Respecto a información de la infraestructura física de la red de distribución.
  - La empresa distribuidora debe disponer de sistemas de información debidamente actualizados con las características técnicas de las instalaciones de distribución. Entre la información que deben disponer se tienen todos los componentes, sistemas y equipos o dispositivos eléctricos operables en sus instalaciones eléctricas y dependencias, empalmes y medidores en servicio, indicando la localización de cada uno de ellos (DS 327, Art. 163). Los requerimientos mínimos los determinará la normativa aplicable en el segmento de distribución.
  - La totalidad de la información referente a la infraestructura física de la red, establecida en la normativa aplicable en el segmento de distribución, deberá ser remitida mensualmente por las Empresas Distribuidoras a la Superintendencia.
  - La Superintendencia deberá mantener la información en un registro público.
- 2. Respecto a información operacional de la red de distribución.
  - La empresa distribuidora debe disponer de sistemas de información y comunicación que permitan efectuar las funciones relativas a la operación en tiempo real, para lo cual deberá contar, al menos con sistemas de información en tiempo real, sistemas de comunicaciones de voz operativas, y sistemas de monitoreo. Los requerimientos mínimos los determinará la normativa aplicable en el segmento de distribución. (ref. DS 125, Art. 122).
  - Las Empresas Distribuidoras deberán mantener registros históricos con toda la
    información operacional de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica
    correspondiente. La información operacional debe incluir aquellos incidentes
    ocurridos que, por su naturaleza, afectan a los usuarios (DS 327, Art. 163). La
    información operacional que corresponda será reportada a la Superintendencia,
    quien deberá mantener un registro de acceso público para los interesados en
    ella.
- 3. Respecto de información para determinar indicadores de calidad establecidos en la Norma Técnica.



- Las Empresas Distribuidoras deberán recopilar la información necesaria para la determinación de los indicadores de calidad establecidos en la Norma Técnica, de conformidad con el procedimiento y formatos que defina la Superintendencia.
- La totalidad de la información referente a indicadores de Calidad de Producto, Calidad de Suministro y Calidad Comercial establecidos en la Norma Técnica deberá ser remitida mensualmente por las Empresas Distribuidoras a la Superintendencia. Los formatos y medios de envío de dicha información serán establecidos por la Superintendencia. La Superintendencia deberá publicar mensualmente la información.
- Adicionalmente, las Empresas Distribuidoras deberán mantener registros históricos con toda la información utilizada para determinar los indicadores, parámetros, antecedentes, entre otros, de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica.
- 4. Respecto de información de clientes.
  - Las empresas distribuidoras deben tener un registro actualizado que incluya las estadísticas de suministro por tipo de cliente y tipo de tarifa (DS 327, Art- 163).
     La Superintendencia deberá definir el formato para dicha información y contar con un registro actualizado. La superintendencia definirá un formato de registro que contenga estadísticas de acceso público.
- 5. Respecto de información de potenciales clientes libres.
  - Las Empresas Distribuidoras deberán distinguir y desagregar la información entre Clientes y Usuarios propios y aquellos que son suministrados por terceros. Deberán entregar a la Superintendencia y al Coordinador mensualmente un catastro actualizado de los Clientes sujetos a regulación de precios que, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 147, inciso tercero, literal d), de la Ley, o el que lo reemplace, puedan optar por un régimen de tarifa no regulada. Dicho catastro deberá comprender el Nombre o razón social del Cliente, la Potencia Conectada y el consumo energético mensual promedio para los últimos 12 meses. La Superintendencia deberá tener un registro, de acceso público, con dicha información.
- 6. Respecto de omisión del deber de información.
  - La omisión del deber de información, sea que medie requerimiento de información o cuando proceda sin mediar aquél, así como la entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, o el incumplimiento a lo dispuesto en el presente, deben ser sancionadas por la Superintendencia.



- 7. Respecto de Información de Conexión de PMGDs.
  - Deberán entregar a la Superintendencia y al Coordinador mensualmente un catastro actualizado de los Pequeños Medios de Generación Distribuida que:
    - Tengan Solicitud de Conexión a Red aprobada: Se debe indicar el nombre del generador, la potencia a conectar, la subestación y el alimentador.
    - Tengan Solicitud de Conexión a Red en trámite: Se debe indicar el nombre del generador, la potencia a conectar, la subestación, el alimentador, y el estado o etapa en que se encuentra la tramitación.
  - El Coordinador deberá mantener la información en un registro público.
- 8. Respecto de Información de Conexión de Sistemas de Almacenamiento Distribuidos.
  - Deberán entregar a la Superintendencia y al Coordinador mensualmente un catastro actualizado de los Sistemas de Almacenamiento Distribuidos que:
    - Tengan Solicitud de Conexión a Red aprobada: Se debe indicar el nombre, la capacidad del sistema de almacenamiento (potencia y energía), la subestación y el alimentador.
    - Tengan Solicitud de Conexión a Red en trámite: Se debe indicar el nombre, la capacidad del sistema de almacenamiento (potencia y energía), la subestación y el alimentador.
  - El Coordinador deberá mantener la información en un registro público.
- J. Respecto de una nueva fuente de evidencia sobre el desempeño del operador de la red de distribución: Un aspecto central para crear evidencia que permita establecer de manera independiente y transparente lineamientos de mejora continua sobre el desempeño del operador de la red de distribución que beneficien a los usuarios de la red de distribución tiene relación con el uso de un Panel Independiente para la Evaluación del Desempeño del operador de la red de distribución<sup>154</sup>. El panel tiene la función de evaluar y cuestionar antecedentes sobre el desempeño del operador de la red de distribución mediante un proceso anual de dos instancias, uno al finalizar el primer semestre y otro al finalizar el año.

En el proceso anual se identificarán las áreas en donde el operador de la red de distribución está en línea con las expectativas básicas, donde está superando las expectativas, y donde no se está desempeñando de acuerdo a las expectativas. En la revisión del primer semestre se proveerá una primera evaluación con el objetivo de proporcionar áreas de mejora que puedan ser abordadas durante el segundo semestre. Para ello se deben considerar los requerimientos

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/09/call\_for\_evidence\_on\_eso\_performance.pdf
https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/07/working\_paper\_-\_electricity\_system\_operator\_performance\_panel.pdf

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final Página 145 de 169

www.isci.cl

<sup>&</sup>lt;sup>154</sup> Más información sobre el uso de un Panel Independiente para la Evaluación del Desempeño del operador de la red disponible en:



regulatorios, procedimientos y prácticas del operador de la red de distribución, y antecedentes fundados de los grupos de interés (usuarios de la red de distribución, grupos de la industria, expertos independientes, entre otros). Las perspectivas de los grupos de interés serán un aspecto fundamental que el panel deberá utilizar para evaluar el desempeño del operador de la red de distribución.

El Panel Independiente para la Evaluación del Desempeño del operador de la red de distribución es un componente que facilita la reducción de asimetrías de información. Deberá presentar al operador de la red de distribución, la Superintendencia, la Comisión, el Ministerio y el Coordinador un reporte de carácter público.

El Panel debe estar formado por un grupo de profesionales con conocimiento y experiencia apropiada para revisar antecedentes relacionados al sistema de distribución y desafiar evidencia proporcionada por las distintas partes. Deben ser capaces de comprender un espectro amplio de antecedentes y visiones sobre el sistema de distribución.

K. Excepciones para empresas distribuidoras de menor tamaño (cooperativas): Para evitar imponer requerimientos que impliquen una carga administrativa y financiera muy elevada a empresas distribuidoras de menor tamaño (cooperativas), la Comisión puede evaluar, en caso de que sea necesario, excepciones a ciertos requerimientos. Las excepciones no podrán implicar barreras significativas para nuevos usuarios que tengan la intención de hacer uso de las redes de distribución de las empresas de distribución de menor tamaño (cooperativas).

Página 146 de 169



# 5.10 Planificación de la Red y Coordinación con Actores Interesados

#### 5.10.1 Contexto Actual

La regulación vigente en Chile establece la obligación de las empresas distribuidoras de dar servicio a sus usuarios dentro de su área de concesión, mantener sus instalaciones eléctricas en buen estado, y permitir la conexión de pequeños medios de generación distribuida. Al mismo tiempo, los concesionarios están obligados a cumplir con los estándares y normas de calidad de servicio establecidos en la ley y el reglamento. Con esto, es la empresa concesionaria quien debe definir una política de expansión de sus redes para dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en la ley, haciendo uso de los derechos que le otorga la concesión. Adicionalmente, es relevante indicar que no existen instancias formales de realimentación de los procesos de expansión de redes de distribución, más allá de la facultad de las Municipalidades de decretar la canalización subterránea de líneas de distribución.

Los requerimientos regulatorios definidos en la LGSE vigente relativos a la expansión de redes de distribución eléctrica se sintetizan en la lista presentada a continuación.

- 1. Respecto del soterramiento de redes de distribución (LGSE, Art. 124): Dentro del territorio en que el concesionario haga servicio público, en las calles o zonas que fijen los Alcaldes, éstos podrán decretar, oídos los concesionarios, que canalicen subterráneamente sus líneas de distribución existentes de energía eléctrica. En este caso el concesionario podrá exigir a la Municipalidad un aporte financiero reembolsable por el costo de las obras de la canalización subterránea, deducido el valor de los materiales de la línea aérea existente que se retire. El concesionario determinará los valores que correspondan, pero la Municipalidad podrá reclamar a la Superintendencia, quien efectuará en este caso una tasación definitiva. El cumplimiento del decreto alcaldicio de canalización subterránea, estará condicionado a la entrega del aporte financiero reembolsable, cuando corresponda, por parte de la Municipalidad. Si el Estado, las municipalidades u otros organismos públicos efectuaren obras de rectificación, cambios de nivel o pavimentación definitiva en calles, plazas y caminos, podrán disponer que los concesionarios de servicio público de distribución de energía eléctrica hagan en sus instalaciones las modificaciones necesarias para no perturbar la construcción de esas obras. El costo de estas modificaciones será de cargo del Estado o de la municipalidad u organismo que las haya dispuesto.
- 2. Respecto de las obras necesarias para conexión de PMGD (LGSE, Art.149):Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, así como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, deberán permitir la conexión a sus instalaciones de distribución correspondientes de los medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes. Las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de dichos excedentes de potencia deberán ser ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución correspondientes y sus costos serán de cargo de los propietarios de los medios de generación indicados, conforme a las modalidades que establezca el reglamento. Para el cálculo de estos costos se considerarán tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución, conforme a los

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

www.isci.cl



procedimientos que para ello establezca el reglamento. El valor de estas instalaciones adicionales no se considerará parte del valor nuevo de reemplazo de la empresa distribuidora correspondiente.

- 3. Respecto de las obras necesarias para conexión de generación distribuida hasta 300 kW (LGSE, Art. 149bis): Las obras adicionales y adecuaciones que sean necesarias para permitir la conexión y la inyección de excedentes de los medios de generación a que se refiere este artículo, deberán ser solventadas por cada propietario de tales instalaciones y no podrán significar costos adicionales a los demás clientes.
- 4. Deber del concesionario con instalaciones (LGSE, Art. 139): Es deber de todo concesionario de servicio público de cualquier naturaleza mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o cosas, de acuerdo a las disposiciones reglamentarias correspondientes. En iguales condiciones de seguridad se deberán encontrar las instalaciones de energía eléctrica de uso privado. Las infracciones a lo dispuesto en los incisos anteriores serán sancionadas con las multas que establezca previamente el reglamento.
- 5. Obligación de dar servicio y poner a disposición información de la red (DS327, Art. 105): Sin perjuicio de las disposiciones del Capítulo 5 de este Título, las empresas distribuidoras de servicio público estarán obligadas a dar servicio en su zona de concesión, a quien lo solicite, sea que el usuario esté ubicado en la zona de concesión o bien se conecte a las instalaciones de la empresa mediante líneas propias o de terceros. La obligación de dar suministro se entiende en la misma tensión de la línea sujeta a concesión a la cual se conecte el usuario. Para dichos efectos, las empresas distribuidoras deberán mantener a disposición del público la información técnica de sus instalaciones incluyendo los planos de sus redes de distribución, a fin de entregarla cada vez que les sea requerida por estos últimos, para el adecuado diseño, ejecución y conexión de las instalaciones eléctricas, a fin de evitar peligro para las personas o daño en las cosas. Las empresas distribuidoras deberán entregar la información señalada dentro de los 15 días hábiles siguientes a la solicitud, la que podrá ser entregada mediante técnicas y medios electrónicos.
- 6. Responsabilidad del concesionario con cumplimiento de normas y estándares (DS327, Art. 221): Los concesionarios de servicio público de distribución son responsables del cumplimiento de los estándares y normas de calidad de servicio que establece la ley y este reglamento. Todo aquel que proporcione suministro eléctrico, tanto en generación, transporte o distribución, sea concesionario o no, será responsable del cumplimiento de los estándares de calidad de suministro que establecen este reglamento y las normas técnicas pertinentes.
- 7. Respecto de la coordinación con la expansión de Sistemas de Transmisión Zonales y Nacional:

  Las empresas distribuidoras pueden participar activamente en proponer nuevas soluciones en transmisión en el proceso de expansión de la transmisión, a través de las etapas de promoción de proyectos en las convocatorias regladas por Ley, y con ello permitir futuras inversiones considerando las sinergias entre ambos segmentos.



## 5.10.2 Discusión de Antecedentes

En el contexto de la planificación de red y coordinación con actores relevantes/interesados, en los tres mercados de referencia revisados (Reino Unido, Australia, y California) se establecen instancias formales de observación de los planes de desarrollo por parte de otros actores interesados, incluyendo consumidores, desarrolladores de proyectos de generación distribuida, organizaciones ciudadanas, organismos del estado, y otros agentes del mercado de distribución. Para esto, las empresas distribuidoras, en cada proceso de revisión de tarifas, deben dar a conocer sus planes de negocio y organizar procesos participativos con el objetivo de escuchar observaciones, sugerencias y preocupaciones de otros actores relevantes; y más aún, deben mostrar evidencia de cómo el resultado de dichos procesos participativos influyó en su plan de desarrollo definitivo.

Cabe señalar que en el caso de dichos tres mercados de referencia estudiados, el proceso de fijación de tarifas se realiza en base a un plan de negocios de la empresa real y no mediante el uso de una empresa modelo. Por lo tanto, los planes de negocio detallados no son preparados exclusivamente para el proceso participativo sino que son un insumo clave para el cálculo de remuneraciones permitidas en el siguiente periodo de control de precios. Debido a esto, de mantenerse el modelo de valorización y remuneración de empresas utilizado en Chile, en base a empresa modelo, será necesario analizar de forma detallada cómo los cambios realizados a la política de expansión/desarrollo de la red en base a las observaciones de los actores relevantes se deberá reflejar en las tarifas permitidas para la empresa.

Finalmente, es importante mencionar que el proceso de conexión de PMGD considerado en la regulación vigente no permite el crecimiento orgánico de la red de distribución. Lo anterior debido a que posiciona a la empresa distribuidora en un rol reactivo frente a nuevas solicitudes de conexión, no remunerando obras e instalaciones que optimicen la red para la integración de generación distribuida. Si bien el principio detrás del actual procedimiento es evitar que otros usuarios de la red paguen a través de la tarifa las ampliaciones necesarias para la integración de generación distribuida, en la práctica se traduce en una importante barrera de entrada para instalaciones potencialmente beneficiosas para la eficiencia global del sistema. En este sentido, un proceso de expansión participativo y observable por actores relevantes permitiría por un lado coordinar el desarrollo de generación distribuida, y por otro, identificar obras específicas que favorezcan la eficiencia del sistema, y que por lo tanto deban ser incorporadas en el plan de desarrollo de las empresas distribuidoras.

## 5.10.3 Propuesta de Modificación Regulatoria

En función de la discusión de antecedentes de la sección anterior, se presenta la siguiente propuesta de modificaciones regulatorias para la planificación de las redes de distribución eléctrica y la coordinación entre los actores. Notar que estas propuestas tienen un impacto en el proceso de remuneración; en particular, las propuestas permiten que la Alternativa 1 de cambio regulatorio en valorización y remuneración (basada en una empresa modelo sin legado) tenga instancias explícitas para la planificación coordinada de la red y la generación de incentivos asociados. Para el caso de la Alternativa 2 de cambio regulatorio en valorización y remuneración (basada en planes de negocio de las empresas) las propuestas de esta sección pueden interpretarse como un mecanismo de incentivos a obras específicas que resulten de un proceso de planificación participativa.

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final



- A. Establecer instancias formales y periódicas en que los concesionarios de red de distribución deberán colaborar, comunicar y coordinarse con quien sea responsable de la planificación de las redes de transmisión zonal y nacional, otros operadores de la red de distribución que limiten con su red de distribución, y en particular con la Comisión Nacional de Energía, para facilitar una planificación robusta y eficiente del Sistema de Transmisión Zonal, Nacional y del Sistema de Distribución, considerando una visión amplia entre estos sistemas.
- B. Establecer a nivel de reglamento la obligación para las empresas dueñas de concesiones del servicio público de distribución de:
  - Presentar sus políticas de desarrollo de la red de distribución a la comunidad a través de instancias de participación abierta.
  - Reportar los resultados del proceso participativo en términos de las observaciones recibidas. Dichas observaciones pueden corresponder a opiniones, sugerencias, antecedentes técnicos, requerimientos de conexión de proyectos de generación distribuida y requerimientos de conexión de proyectos piloto (e.g., pruebas de concepto y nuevas tecnologías), entre otros.
  - Reportar cómo la incorporación de las observaciones recibidas en el proceso participativo ha impactado su plan de desarrollo de la red válido para el siguiente periodo de regulación de tarifas.
- C. Integrar en la metodología de cálculo de remuneraciones/tarifas de las empresas distribuidoras un ajuste en caso que los cambios en la política de desarrollo de red, previamente aprobados por la Comisión Nacional de Energía, signifiquen en la práctica mayores o menores costos de desarrollo para la empresa.
- D. La Comisión Nacional de Energía, a partir de un análisis técnico que incorpore objetivos de política pública definidos por el Ministerio de Energía, podrá establecer un mecanismo de incentivo en base a resultados asociados a:
  - El desarrollo de obras específicas que faciliten la conexión y operación de nuevos usuarios.
  - El cumplimiento de metas en métricas asociadas a las necesidades de los nuevos usuarios (e.g., tiempos de conexión).

Al mismo tiempo, la Comisión Nacional de Energía actualizará los requerimientos impuestos a la empresa modelo utilizada para efectos de valorización y remuneración base de las empresas distribuidoras, acorde al punto 3 más arriba. De esta manera, el cumplimiento de resultados permitirá a las empresas distribuidoras acceder a una mayor remuneración, que signifique un retorno adecuado a las inversiones adicionales que deberá realizar, y que no se ven reflejadas apropiadamente en el mecanismo de valorización base (e.g., mediante empresa modelo).



E. Implementar un procedimiento de evaluación y aprobación por parte de la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de proyectos piloto de las empresas distribuidoras u otros actores interesados, que permita probar conceptos y/o nuevas tecnologías sin necesidad esperar una regulación específica que las habilite. Adicionalmente, la aprobación de proyectos piloto podría establecer para dichos proyectos menores exigencias a las establecidas en la norma técnica, y con tratamientos especiales distintos a los establecidos en la ley.



# 6. Conclusiones

El presente informe presenta una Propuesta Conceptual de modificación regulatoria de la distribución de energía eléctrica. En su primera parte, se presenta una visión general del futuro de los sistemas eléctricos y se discuten las nuevas dinámicas de operación, la integración de nuevos recursos distribuidos de energía, y los actores y roles que desafían los paradigmas tradicionales bajo los cuales se han operado y estructurado comúnmente los sistemas eléctricos de potencia. Además, se presentan y discuten aspectos relevantes del diagnóstico de la distribución, realizado durante el 2016 y 2017, lo que entrega una estructura básica en lo referente a las dimensiones a ser abordadas en una modificación regulatoria. El análisis del diagnóstico es clave para delimitar los bordes de la propuesta regulatoria y su ámbito de acción.

En su segunda parte, el Informe revisa en detalle tres mercados de referencia: Reino Unido, Australia y California, tomando como marco de referencia las distintas dimensiones identificadas en el diagnóstico. El reporte destaca las diferencias de implementación y visiones en los países revisados, donde hay elementos comunes que entregan lineamientos para una propuesta conceptual en Chile. Como motor de la implementación efectiva es la necesidad de tener un regulador altamente capacitado y con una disponibilidad de recursos para realizar sus tareas. De la misma forma, se hace clara la necesidad de asegurar procesos transparentes, donde la información de las empresas reguladas sea fácilmente auditable no solo por el regulador sino que también por otros incumbentes. Similarmente, la incorporación de elementos en la regulación que permitan el incentivo de eficiencia en dimensionamiento de redes, la integración de nuevas tecnologías, el desacople de ingresos respecto a ventas de energía, y el aseguramiento de la calidad de servicio son elementos presentes en todos los países revisados. Finalmente, y particularmente relevante para el proceso en Chile, en todos los países revisados la implementación de cambios regulatorios ha sido realizada de manera gradual, reconociendo la complejidad de la tarea y con un proceso de mejora continua.

En tercer lugar, y en base a todos los antecedentes presentados, la complejidad del sistema eléctrico de distribución, y las distintas características relevantes de las redes de distribución en Chile, se desarrolla una propuesta conceptual de cambio regulatorio en base a principios generales de diseño regulatorio (i.e., tarifas eficientes y competitivas, incentivos a la inversión, competencia, consistencia entre incentivos y exigencias, y gradualidad de implementación y no retroactividad) y lineamientos de política pública (i.e., seguridad y calidad de servicio, tarifas eficientes y competitivas, desarrollo sostenible y armónico, soluciones eficientes y flexibles, la protección al usuario, la transparencia, y la simplicidad regulatoria). La propuesta conceptual de cambio regulatorio se desarrolla en base al análisis de: la institucionalidad regulatoria, los sistemas de información, monitoreo y comunicaciones requeridos, la estructura y conformación del mercado, el diseño de tarifas, la integración de nuevas tecnologías, servicios relacionados con la distribución, materias de libre competencia, y la flexibilidad regulatoria necesaria y su mejora continua. A partir de todo esto, la propuesta se estructura en siete ejes temáticos: (i) Definición de la Distribución; (ii) Regulación de Nuevos Actores y Roles; (iii) Valorización y Remuneración de la Distribución; (iv) Definición y Cálculo de Tarifas; (v) Sanciones y Compensaciones; (vi) Definición del Operador del Sistema de Distribución; y (vii) Planificación de la Red y Coordinación con Actores Interesados.





El presente documento corresponde al informe de Propuesta Conceptual Final del Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica. En los siguientes hitos del proyecto se desarrollará la propuesta de detalle de cambio regulatorio, además de aportar antecedentes, análisis, y comparaciones específicas que den soporte a las propuestas específicas necesarias.



# Referencias

#### Visión de Futuro de los Sistemas Eléctricos

(Aghaei, J., & Alizadeh, 2013) Aghaei, J., y Alizadeh, M. I. "Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: A review,". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 18, 64-72, 2013.

(Alvarez & Bitar, 2017) Alvarez, D., y Bitar, E. "Financial storage rights in electric power networks," Journal of Regulatory Economics, 2017.

(Anaya & Pollitt, 2017) Anaya, K. y Pollitt, M., "Going smarter in the connection of distributed generation," Energy Policy 105 (2017).

(Arnold et al., 2016) Arnold, D. B., Negrete-Pincetic, M., Sankur, M. D., Auslander, D. M., & Callaway, D. S. (2016). Model-free optimal control of VAR resources in distribution systems: an extremum seeking approach. IEEE Transactions on Power Systems, 31(5), 3583-3593.

(Bell & Gill, 2018) Bell, K. y Gill, S., "Delivering a highly distributed electricity system: Technical, regulatory and policy challenges," Energy Policy 113 (2018).

(Borenstein, 2016) Borenstein, S., 2016. The economics of fixed cost recovery by utilities. The Electricity Journal, 29, pp.5–12.

(Borenstein, 2017) Borenstein, S. (2017). Private net benefits of residential solar PV: The role of electricity tariffs, tax incentives, and rebates. Journal of the Association of Environmental and Resource Economists, 4(S1), S85-S122.

(Boroyevich et al., 2010) Boroyevich, Dushan, Igor Cvetković, Dong Dong, Rolando Burgos, Fei Wang, and Fred Lee. "Future electronic power distribution systems a contemplative view." In 2010 12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment, pp. 1369-1380. IEEE, 2010.

(Bou-Harb et al., 2013) Bou-Harb, E., Fachkha, C., Pourzandi, M., Debbabi, M., & Assi, C. (2013). Communication security for smart grid distribution networks. IEEE Communications Magazine, 51(1), 42-49.

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

(Burger et al., 2019) Burger, S., Schneider, I., Botterud, A., & Pérez-Arriaga, I. (2019). Fair, Equitable, and Efficient Tariffs in the Presence of Distributed Energy Resources. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research.



(Bushnell et al., 2004) Bushnell, J., Mansur, E. & Saravia, C., "Vertical Arrangements, Market Structure, and Competition: An Analysis of Restructured U.S. Electricity Markets", 2004.

(CAISO, 2010) CAISO., "Integration of renewable resources - Operational requirements and generation fleet capability at 20% RPS,". CAISO Report 2010.

(Caramanis et al., 2016) Caramanis, Michael, Elli Ntakou, William. W. Hogan, Aranay Chakrabortty, and Jens. Schoene (2016). "CoOptimization of Power and Reserves in Dynamic T&D Power Markets with Nondispatchable Renewable Generation and Distributed Energy Resources." Proceedings of the IEEE 104(4): 807–36.

(CEER, 2015a) CEER (2015). The Future Role of DSOs: A CEER Conclusions Paper. Brussels, Belgium: Council of European Energy Regulators.

(CEER, 2015b) CEER (2015). CEER Advice on Customer Data Management for Better Retail Market Functioning. Report C14-RMF-68-03. Brussels, Belgium: Council of European Energy Regulators.

(CNE, 2019) Comisión Nacional de Energía (CNE) (2019). Generación distribuida - Instalaciones declaradas. Disponible en:

http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/235587/generacion-distribuida-instalaciones-declaradas/

(Cohen et al., 2016) Cohen, M.A., Kauzmann, P.A. & Callaway, D.S., 2016. Effects of distributed PV generation on California's distribution system, part 2: Economic analysis. Solar Energy, 128, pp.139–152.

(Convery et al., 2017) Convery, F.J., Mohlin, K. & Spiller, E., 2017. Policy Brief—Designing Electric Utility Rates: Insights on Achieving Efficiency, Equity, and Environmental Goals. Review of Environmental Economics and Policy, 11(1), pp.156–164.

(Corneli & Kihm, 2015) Corneli, Steve and Steve Kihm (2015). Electric Industry Structure and Regulatory Responses in a High Distributed Energy Resources Future. Future Electric Regulation Report No. 1. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory.

(Cossent & Gómez, 2013) Cossent, R. and T. Gómez (2013). "Implementing Incentive Compatible Menus of Contracts to Regulate Electricity Distribution Investments." Utilities Policy 27: 28–38.

(Crampton & Stoft, 2008) P. Crampton y S. Stoft, "Forward Reliability Markets: Less Risk, Less Market Power, More Efficiency, "Utilities Policy, 16, 194-201, 2008.

(Crampton et al., 2013) P. Crampton, A. Ockenfels y S. Stoft, "Capacity Market Fundamentals," Economics of Energy and Environmental Policy, 2:2, 2013.

(De Martini & Kristov, 2015) De Martini, P. y Kristov, L. "Distribution Systems in a High Distributed Energy Resources Future," Future Electric Utility Regulation Report, LBNL, October 2015.

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final



(Fares & Webber, 2017) Fares, R.L. & Webber, M.E., 2017. The impacts of storing solar energy in the home to reduce reliance on the utility. Nature Energy, 2.

(Fernandez et al., 2011) Fernandez, L. P., San Román, T. G., Cossent, R., Domingo, C. M., & Frias, P. (2011). Assessment of the impact of plug-in electric vehicles on distribution networks. IEEE transactions on power systems, 26(1), 206-213.

(Friedrichsen, 2015) Friedrichsen, N. (2015). Governing smart grids: the case for an independent system operator. European Journal of Law and Economics, 39(3), 553-572.

(Gallegos, 2016) Gallegos, P., "Arquitectura de control y comunicaciones para la implementación de respuesta de la demanda residencial," Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista, Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2016.

(Georgilakis & Hatziargyriou, 2015) Georgilakis, P. S., & Hatziargyriou, N. D. (2015). A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research. Electric Power Systems Research, 121, 89-100.

(Giani et al., 2013). Giani, A, Bitar, E., Garcia, M., McQueen, M., Khargonekar, P. y Poolla, K. "Smart Grid Data Integrity Attacks," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 4, no. 3, pp. 1244-1253, Sept. 2013.

(Glover et al., 2015) Glover, D., Overbye, T., y Sarma, M., "Power System Analysis & Design," Cengage Learning, 2015.

(Hannon & Bolton, 2015) Hannon, M. y Bolton, R., "UK Local Authority engagement with the Energy Service Company (ESCo) model: Key characteristics, benefits, limitations and considerations," Energy Policy, Volume 78, Pages 198-212, 2015.

(Henríquez et al., 2018) Henríquez, R., Wenzel, G., Olivares, D., y Negrete-Pincetic, M. "Participation of Demand Response Aggregators in Electricity Markets: Optimal Portfolio Management," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 5. pp. 4862-4871, 2018.

(Herrero et al., 2018) Herrero, I., Rodilla, P., y C Batlle, "Enhancing intraday price signals in US ISO markets for a better integration of variable energy resources," Energy Journal 39 (3), 141-165, 2018.

(Hogan, 2013) Hogan, W.W., 2013. Electricity Scarcity Pricing Through Operating Reserves. Economics of Energy & Environmental Policy, 2(2), pp.1–27.

(Holttinen et al., 2013) Holttinen, H., Tuohy, A., Milligan, M., Lannoye, E., Silva, V., Mller, S., & S, L., "The flexibility workout: Managing variable resources and assessing the need for power system modification," IEEE Power and Energy Magazine, 11(6), 53–62, 2013.

(Horowitz & Lave, 2014) Horowitz, S. & Lave, L., 2014. Equity in Residential Electricity Pricing. The Energy Journal, 35(2), pp. 1–23.

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final Página 156 de 169

www. isci.cl



(Jenkins & Pérez-Arriaga, 2017) Jenkins, J. D., & Pérez-Arriaga, I. J. (2017). Improved regulatory approaches for the remuneration of electricity distribution utilities with high penetrations of distributed energy resources. The Energy Journal, 38(3), 63-91.

(Joskow & Schmalensee, 1983) Joskow, P. y Schmalensee, R., "Markets for Power," MIT 1983.

(Joskow & Tirole, 2006) Joskow, P. and Tirole, J., "Retail electricity competition," The RAND Journal of Economics, 37: 799-815, 2006.

(Joskow & Tirole, 2007) Joskow, P. & Tirole, J., 2007. Reliability and competitive electricity markets. RAND Journal of Economics, 38(1), pp.60–84.

(Kirschen & Strbac, 2004) D. Kirschen y G. Strbac, "Fundamental of Power System Economics," Wiley 2004.

(Lorca et al., 2016) Lorca, Á., Sun, X.A., Litvinov, E. & Zheng, T., "Multistage Adaptive Robust Optimization for the Unit Commitment Problem,". Operations Research, vol. 64, no. 1, pp. 32-51, 2016.

(Lorca & Sun, 2017) Lorca, Á., and Sun, X.A. "Multistage Robust Unit Commitment with Dynamic Uncertainty Sets and Energy Storage," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 3, pp. 1678-1688, 2017.

(Lowry & Woolf, 2016) Lowry, Mark N. and Tim Woolf (2016). Performance-based Regulation in a High Distributed Energy Resource Future. Berkeley, CA, USA: Lawrence Berkeley National Laboratory, Future Electric Regulation Series Report No 3. LBNL-1004130.

(Maluenda et al., 2018) Maluenda, B., Negrete-Pincetic, M., Olivares, D. E., & Lorca, Á. (2018). Expansion planning under uncertainty for hydrothermal systems with variable resources. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 103, 644-651.

(Mena et al., 2019) Mena, R., Escobar, R., Lorca, Á., Negrete-Pincetic, M., & Olivares, D. (2019). The impact of concentrated solar power in electric power systems: A Chilean case study. Applied Energy, 235, 258-283.

(Mengelkamp et al., 2018) Esther Mengelkamp, E., Gärttner, J., Rock, K., Kessler, S., Orsini, L. y Weinhardt, C., "Designing microgrid energy markets: A case study: The Brooklyn Microgrid," Applied Energy, Volume 210, Pages 870-880, 2018.

(MIT, 2016) MIT Energy Initiative, "Utility of the Future", MIT Energy Initiative Report, 2016.

(Moreno et al., 2010) R. Moreno, L.A. Barroso, H. Rudnick, S. Mocarquer, B. Bezerra, "Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences," Energy Policy, Volume 38, Issue 10, 2010.

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final

Página 157 de 169

www.isci.cl



(Muñoz-Delgado et al., 2015) Muñoz-Delgado, G., Contreras, J., & Arroyo, J. M. (2015). Joint expansion planning of distributed generation and distribution networks. IEEE Transactions on Power Systems, 30(5), 2579-2590.

(Muratori, 2018) Muratori, M., 2018. Impact of uncoordinated plug-in electric vehicle charging on residential power demand. Nature Energy, 3(3), pp.193–201.

(Negrete-Pincetic & Meyn, 2010) M. Negrete-Pincetic, M. y Meyn, S. "Intelligence by design for the Entropic Grid," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-8

(Negrete-Pincetic et al., 2017) Negrete-Pincetic, M., Wang, G., Arancibia, M., Kowli, A., Shafieepoorfard, E. and Meyn, S., "The value of volatile resources in electricity markets," Sustainable Energy, Grids and Networks, Volume 11, Pages 46-57, 2017.

(Negrete-Pincetic et al., 2018) Negrete-Pincetic, M., Nayyar, A., Poolla, K., Salah, F., & Varaiya, P. "Rate-constrained Energy Services in Electricity, " IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 4. pp. 2894-2907, 2018.

(Olivares et al., 2014) D. E. Olivares et al., "Trends in Microgrid Control," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5, no. 4, pp. 1905-1919, July 2014.

(Palensky & Dietrich, 2011) Palensky, P., y Dietrich, D. "Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads," IEEE Transactions on Industrial Informatics, 7(3), 381-388, 2011.

(Pérez-Arriaga et al., 2017) Pérez-Arriaga, I. J., Jenkins, J. D., & Batlle, C. (2017). A regulatory framework for an evolving electricity sector: Highlights of the MIT utility of the future study. Economics of Energy & Environmental Policy, 6(1), 71-92.

(Rahimi & Ipakchi, 2010) Rahimi, F., and Ipakchi, A. "Demand response as a market resource under the smart grid paradigm," IEEE Transactions on Smart Grid, 1(1), 82-88, 2010.

(Rebours et al., 2007) Rebours, Y. G., Kirschen, D. S., Trotignon, M., y Rossignol, S. "A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services Part II: Economic Features," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, no. 1, pp. 358-366, Feb. 2007.

(Ruester et al., 2014) Ruester, S., Schwenen, S., Batlle, C. y Arriaga, I., "From distribution networks to smart distribution systems: Rethinking the regulation of European electricity DSO," Utilities Policy 31 (2014).

(Sedghi et al., 2016) Sedghi, M., Ahmadian, A., & Aliakbar-Golkar, M. (2016). Optimal storage planning in active distribution network considering uncertainty of wind power distributed generation. IEEE Transactions on Power Systems, 31(1), 304-316.



(Siano, 2014) Siano, P. (2014). Demand response and smart grids—A survey. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 30, 461-478.

(Taft & Becker-Dippman, 2015) Taft J.D. and A. Becker-Dippman. 2015. Grid Architecture. Richland, WA: Pacific Northwest National Laboratory. 2015. Disponible en: www.pnnl.gov/main/publications/external/technical\_reports/PNNL-24044.pdf.

(Taylor et al., 2016) Taylor, J. A., Dhople, S. V., y Callaway, D. S. "Power systems without fuel," Renewable and Sustainable Energy Reviews, 57, 1322-1336, 2016.

(Vaishnav et al., 2017) Vaishnav, P., Horner, N. & Azevedo, I.L., 2017. Was it worthwhile? Where have the benefits of rooftop solar photovoltaic generation exceeded the cost? Environmental Research Letters, 12.

(Wang et al., 2012) Wang, G., Negrete-Pincetic, M., Kowli, A., Shafieepoorfard, E., Meyn, S., y Shanbhag, U. "Dynamic competitive equilibria in electricity markets" in Control and Optimization Methods for Electric Smart Grids, Springer New York, 2012.

(Wang & Lu, 2013) Wang, W., & Lu, Z. (2013). Cyber security in the smart grid: Survey and challenges. Computer Networks, 57(5), 1344-1371.

(Wenzel et al., 2018) Wenzel, G., Negrete-Pincetic, M., Olivares, D.E., MacDonald, J., y Callaway, D.S. "Real-Time Charging Strategies for an Electric Vehicle Aggregator to Provide Ancillary Services," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 5, pp. 5141-5151, Sept. 2018.

(Yan et al., 2012) Yan, Y., Qian, Y., Sharif, H., & Tipper, D. (2012). A survey on cyber security for smart grid communications. IEEE Communications Surveys & Tutorials, 14(4), 998-1010.

(Zhou et al., 2016) Zhou, K., Fu, C., Yang, S., "Big data driven smart energy management: From big data to big insights, "Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 56, Pages 215-225, 2016.



## Revisión de Mercados de Referencia: Reino Unido

(Anaya et al., 2015) Anaya, K. L., & Pollitt, M. G. (2015). Distributed Generation: Opportunities for Distribution Network Operators, Wider Society and Generators.

(Berk J, 2014) Berk, J. & DeMarzo, P. (2014). Corporate Finance Third Edition. Disponible en: <a href="https://www.pearson.com/us/higher-education/product/Berk-Corporate-Finance-3rd-Edition/97801329">https://www.pearson.com/us/higher-education/product/Berk-Corporate-Finance-3rd-Edition/97801329</a>
92473.html

(CiC, 2019) Competition in Connection (CiC) Code of Practice (2019). Página web. Disponible en: <a href="http://www.connectionscode.org.uk/">http://www.connectionscode.org.uk/</a>

(g2 Energy, 2018) g2 Energy (2018). Energy is an ICP but what does that mean?. Disponible en: <a href="http://www.g2energy.co.uk/2017/g2-energy-icp/">http://www.g2energy.co.uk/2017/g2-energy-icp/</a>

(GEMA, 2016). Gas and Electricity Markets Authority (GEMA) (2016). Gas Act 1986 and Electricity Act 1989 Smart Meter Communication Licence. Disponible en: https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/100703

(Hassan M, Majumber D, 2014) Hassan M, Majumber D. (2014). Electricity regulation in the UK. Disponible en:

https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/1-523-9996?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)

(Jenkins, 2011) Jenkins, C., "RIIO Economics: examining the economics underlying Ofgem's new regulatory framework," presented to CCRP Winter Workshop, February 2011.

(Lloyd's Register, 2019) Lloyd's Register (2019). Find a NERS accredited Independent Connection Provider (ICP). Disponible en:

https://www.lr.org/en/utilities/national-electricity-registration-scheme-ners/search/

(Ofgem, 2005) Ofgem (2005). Regulation of Independent Electricity: Distribution Network Operators. Disponible en: <a href="https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/45432/11186-17605pdf">https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/45432/11186-17605pdf</a>

(Ofgem, 2007) Ofgem (2007). Unmetered Service Level Agreement (SLA) - Decision on SLA Key Performance Indicators (KPI). Disponible en:

https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2007/10/unmetered-service-level-agreement-%28sla%29---decision-on-key-performance-indicators 0.pdf

(Ofgem, 2014) Ofgem (2014) Assessment of the RIIO-ED1 business plans. Disponible en: https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/84945/assessmentoftheriio-ed1businessplans.pdf

(Ofgem, 2015) Ofgem (2015). Electric Distribution Company Performance 2010-2015. Disponible en: <a href="https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/electricity\_distribution\_company\_performance\_201\_0-2015.pdf">https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/electricity\_distribution\_company\_performance\_201\_0-2015.pdf</a>

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final Página 160 de 169

www. isci.cl



(Ofgem, 2016) Ofgem (2016). Retail Energy Markets in 2016. Disponible en: <a href="https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/08/retail\_energy\_markets\_in\_2016.pdf">https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/08/retail\_energy\_markets\_in\_2016.pdf</a>

(Ofgem, 2016b) Ofgem (2016). Guidance on supplier of last resort and energy supply company administration orders. Disponible en:

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/06/supplier\_of\_last\_resort\_revised\_guidance\_-\_20 16.pdf

(Ofgem, 2017) Ofgem (2017). Guide to the RIIO-ED1 Electricity distribution price control. Disponible en: <a href="https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/01/guide">https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/01/guide</a> to riioed1.pdf

(Ofgem, 2018) Ofgem (2018). Annual Report and Accounts (2017 to 2018). Disponible en: <a href="https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/ofgem-annual-report-and-accounts-2017-18">https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/ofgem-annual-report-and-accounts-2017-18</a>

(Ofgem, 2018b) Ofgem (2018). State of the energy market 2018. Disponible en: <a href="https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/state-energy-market-2018">https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/state-energy-market-2018</a>

(Ofgem, 2018c) Ofgem (2018). RIIO-2 Framework Decision. Disponible en: <a href="https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/07/riio-2\_july\_decision\_document\_final\_300718.pdf">https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/07/riio-2\_july\_decision\_document\_final\_300718.pdf</a>

(Ofgem, 2019) Ofgem (2019). Electricity. Disponible en: https://www.ofgem.gov.uk/electricity

(UKPN, 2012) UK Power Networks (2012). Business plan for our electricity network for East of England. Disponible en:

https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/have-your-say/documents/1824-12\_Eastern\_document WEB v6.pdf

(UKPN, 2014) UK Power Networks (2014). UK Power Networks Business Plan (2015 to 2023). Disponible en: <a href="https://www.ukpowernetworks.co.uk/">https://www.ukpowernetworks.co.uk/</a>

(Veaney et al., 2016) James veaney (2016). GB regulatory approach RIIO price controls and distributed generation. Disponible en:

https://energypedia.info/images/9/9c/GB\_regulatory\_approach\_RIIO\_price\_controls\_and\_distributed\_generation.pdf

(WPD, 2014) Western Power Distribution (2014). RIIO-ED1 Business Plan (2015 to 2023). Disponible en: <a href="http://library.ukpowernetworks.co.uk/library/en/RIIO/Main\_Business\_Plan\_Documents\_and\_Annexes/UKPN\_Process\_Overview.pdf">http://library.ukpowernetworks.co.uk/library/en/RIIO/Main\_Business\_Plan\_Documents\_and\_Annexes/UKPN\_Process\_Overview.pdf</a>

www. isci.cl



# Revisión de Mercados de Referencia: Australia

(Abbott, M., & Cohen, B., 2018) Abbott, M., & Cohen, B. (2018). Finding a way forward: Policy reform of the Australian national electricity market. The Electricity Journal, 31(6), 65-72.

(ACIF, 2019) Australian Communications Industry Forum (2019). Installation requirements for customer cabling (Wiring rules). Disponible en:

https://www.commsalliance.com.au/ data/assets/pdf file/0009/2421/S009 2006r.pdf

(AEMC, 2018a) Australian Energy Market Commission (2018). Retail Energy Competition Review. Final Report. Disponible en:

https://www.aemc.gov.au/markets-reviews-advice/2018-retail-energy-competition-review

(AEMC, 2018b) Australian Energy Market Commission (2018). Consumer confidence in energy retailers drops to new lows. Disponible en:

https://www.aemc.gov.au/news-centre/media-releases/consumer-confidence-energy-retailers-drops-new-lows

(AEMC, 2018c) Australian Energy Market Commission (2018). Time for retailers to rebuild consumer trust and confidence. Disponible en:

https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2018-06/National%20information%20sheet.PDF

(AEMC, 2018d) Australian Energy Market Commission (2018). Small businesses struggle to deal with energy retailers. Disponible en:

https://www.aemc.gov.au/news-centre/media-releases/small-businesses-struggle-deal-energy-retailers

(AEMO, 2010) Australian Energy Market Operator (2010). An Introduction to Australia's National Electricity Market. Disponible en: <a href="http://www.abc.net.au/mediawatch/transcripts/1234\_aemo2.pdf">http://www.abc.net.au/mediawatch/transcripts/1234\_aemo2.pdf</a>

(AEMO, 2017) South Australian Advisory Functions (2017). South Australian Fuel and Technology Report. Disponible en:

https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Planning\_and\_Forecasting/SA\_Advisory/2017/2017\_SAFTR.pdf

(AER, 2017) Australian Energy Regulator (2017). State of the energy market, May 2017. Disponible en: <a href="https://www.aer.gov.au/system/files/State%20of%20the%20energy%20market%2C%20May%202017%20%28A4%20format%29\_1.pdf">https://www.aer.gov.au/system/files/State%20of%20the%20energy%20market%2C%20May%202017%20%28A4%20format%29\_1.pdf</a>

(AER, 2018) Australian Energy Regulator (2018). NSW Distribution reset. Framework and Approach. Disponible en:

https://www.google.com/search?ei=YoeeXKbpH9en5OUPvMyTgAg&q=NSW+Distribution+reset.+Framework+and+Approach&oq=NSW+Distribution+reset.+Framework+and+Approach&gs\_l=psy-ab.3...3702.5345..6053...0.0..0.0.0.......0....1..gws-wiz.iNwl8a5wrql



(AER, 2018b) Simon Orme, James Swansson. Australian Energy Regulator (2018). Regulated Australian Electricity Networks - Analysis of rate of return data published. Disponible en:

 $\frac{\text{https://www.google.com/search?q=Regulated+Australian+Electricity+Networks+-+Analysis+of+rate+of+return+data+published&oq=Regulated+Australian+Electricity+Networks+-+Analysis+of+rate+of+return+data+published&aqs=chrome..69i57.334j0j7&sourceid=chrome&ie=UTF-8$ 

(AER, 2018c) Australian Energy Regulator (2018). Position Paper Default Market Offer Price. Disponible en:

https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20position%20paper%20-%20Default%20Market%20Offer%20price%20v1.1%20-%20%209%20November%202018.PDF

(AG, 2017) Australian Government (2017). Australian Energy Update. Disponible en: <a href="https://www.energy.gov.au/sites/default/files/energy-update-report-2017.pdf">https://www.energy.gov.au/sites/default/files/energy-update-report-2017.pdf</a>

(AllGov, 2019) AllGov California (2019). Public Utilities commission. Disponible en: <a href="http://www.allgov.com/usa/ca/departments/independent-agencies/public\_utilities\_commission?agencyid=231">http://www.allgov.com/usa/ca/departments/independent-agencies/public\_utilities\_commission?agencyid=231</a>

(EA, 2017) Engineers Australia (2017). The Future of Australian Electricity Generation. Disponible en: <a href="https://www.engineersaustralia.org.au/sites/default/files/resources/Public%20Affairs/The%20Future%2">https://www.engineersaustralia.org.au/sites/default/files/resources/Public%20Affairs/The%20Future%2</a> <a href="https://organization.org/default/files/resources/Public%20Affairs/The%20Future%2">https://organization.org/default/files/resources/Public%20Affairs/The%20Future%2</a> <a href="https:/organization.org/default/files/resources/Public%20Affairs/The%20Future%2">https://organization.org/default/files/resources/Public%20Affairs/The%20Future%2</a> <a href="https://organization.org/default/files/resources/Public%20Affairs/The%20Future%2">https://organization.org/default/files/resources/Public%20Affairs/The%20Future%2</a> <a href="https://organization.org/default/files/resources/Public%20Affairs/The%20Future%2">https://organization.org/default/files/resources/Public%20Affairs/The%20Future%2</a> <a href="https://organization.org/default/files/resources/Public%20Affairs/The%20Future%2">https://organization.org/default/files/resources/Public%20Affairs/The%20Future%2</a> <a href="https://organization.org/default/files/resources/Public%20Affairs/The%20Future%2">https://organization.org/default/files/resources/Public%20Affairs/The%20Future%2</a> <a href="https://organization.org/default/files/resources/Public%20Affairs/The%20Future%2">https://organization.org/default/files/resources/Public%20Affairs/The%20Future%2</a> <a href="https://organization.org/default/files/resources/Public%20Affairs/The%20Future%2</a> <a href="https://organization.org/default/files/resources/Public%20Affairs/The%20A

(ENA, 2014) Energy Networks Australia (2014). Value of a Grid Connection to Distributed Generation Customers. Disponible en:

http://oakleygreenwood.com.au/value-of-a-grid-connection-to-distributed-generation-customers-november-2014-for-energy-networks-association

(ENA, 2008) Energy Networks Australia (2008). Customer Guide to Electricity Supply. Disponible en: <a href="https://www.energynetworks.com.au/sites/default/files/ENA-Customer-Guide-to-Electricity-Supply1.pdf">https://www.energynetworks.com.au/sites/default/files/ENA-Customer-Guide-to-Electricity-Supply1.pdf</a>

(EY, 2014) Electricity network services (2014). Long-term trends in prices and costs. Disponible en: <a href="https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-electricity-network-services-eng/%24FILE/EY-electricity-network-services-eng.pdf">https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-electricity-network-services-eng/%24FILE/EY-electricity-network-services-eng.pdf</a>

(IPRT, 2018) Independent Pricing and Regulatory Tribunal (2018). Solar feed-in tariffs: The value of electricity from small-scale solar panels in 2018-19. Disponible en:

https://www.ipart.nsw.gov.au/files/sharedassets/website/shared-files/pricing-reviews-energy-services-publications-solar-feed-in-tariffs-201819/draft-report-solar-feed-in-tariffs-201819-may-2018.pdf

(Karmel, 2018) Deregulation and Reform of the Electricity Industry in Australia (2018). Lessons for Japan? (2018). Disponible en:

https://dfat.gov.au/about-us/publications/Documents/deregulation-of-the-energy-industry-australian-experience.pdf

www. isci.cl



(Nepal, R., & Foster, J., 2015) Nepal, R., & Foster, J. (2015). Electricity networks privatization in Australia: An overview of the debate. Economic Analysis and Policy, 48, 12-24.

(NERA, 2014) NERA Economic Consulting (2014). Economic Concepts for Pricing Electricity Network Services: A Report for the Australian Energy Market Commission. Disponible en:

https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/f2475394-d9f6-497d-b5f0-8d59dabf5e1c/NERA-Economic-Consulting-%E2%80%93-Network-pricing-report.PDF

(O'Flynn, J., 2018) O'Flynn, J. (2018). La experiencia australiana en las reformas del sector público. Disponible:

https://www.cepchile.cl/cep/site/artic/20180416/asocfile/20180416103336/libro\_un\_estado\_para\_la\_c\_iudadania\_offlynn.pdf



# Revisión de Mercados de Referencia: California

(CEC, 2019) California Energy Comission (2019). Renewable Portfolio Standard (RPS). Disponible en: <a href="https://www.energy.ca.gov/portfolio/">https://www.energy.ca.gov/portfolio/</a>

(CEC, 2019b) California Energy Commission (2019). Warren-Alquist Act (2019). Disponible en: <a href="https://www.energy.ca.gov/reports/Warren-Alquist\_Act/">https://www.energy.ca.gov/reports/Warren-Alquist\_Act/</a>

(CPUC, 2014) California Public Utilities Commission, Policy & Planning Division (2014). A Brief Introduction to Utility Poles. Disponible en:

http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC\_Public\_Website/Content/About\_Us/Organization/Divisions/Policy\_and\_Planning/PPD\_Work/PPDUtilityPole.pdf

(CPUC, 2017) California Public Utility Commission, Policy and Planning Division (2017). Presentation to the Global Smart Grid Delegation. Disponible en:

 $\underline{https://phmintl.com/wp-content/uploads/2017/02/2017-02-03-CPUC-Global-Smart-Grid-USTDA-group.}\\ pdf$ 

(CPUC, 2018) California Public Utilities Commission (2018). California Customer Choice. Disponible en: <a href="http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC">http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC</a> Public Website/Content/Utilities and Industries/Energy - Electricity and Natural Gas/Cal%20Customer%20Choice%20Report%208-7-18%20rm.pdf

(CPUC, 2019) California Public Utilities Commission (2019). Distribution Resources Plan (R.14-08-013). Disponible en:

http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=5071

(LBNL, 2017) Lawrence Berkeley National Laboratory (2017). Planning for the Evolving Grid: State Distribution Planning Practices. Disponible en:

http://www.ncsl.org/Portals/1/Documents/energy/webinar LSchwartz 9 2017 31633.pdf

(LEAN, 2018) LEAN Energy U.S. (2018). WHAT IS CCA?. Disponible en: http://leanenergyus.org/what-is-cca/

(Lowder, T., Zhou, E., & Tian, T., 2017) Lowder, T., Zhou, E., & Tian, T. (2017). Evolving Distributed Generation Support Mechanisms: Case Studies from United States, Germany, United Kingdom, and Australia (No. NREL/TP-6A20-67613). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States). (Lowitzsch, J., 2019) Lowitzsch, J. (2019). Energy Transition: Financing Consumer Co-Ownership in Renewables.

(M. Colvin et al., 2018) M. Colvin, D.I. Fellman, R. Ledesma Rodriguez, and A. LaBonte (2018). California Customer Choice: An Evaluation of Regulatory Framework Options for an Evolving Electricity Market. Technical Report, California Public Utilities Commission. Disponible en:

http://www.cpuc.ca.gov/customerchoice/



(M. Ghadessi & M. Zafar, 2017) M. Ghadessi, M. Zafar (2017). Utility General rate case - A manual for regulatory analysts. Technical Report, California Public Utility Commission, Policy and Planning Division. Disponible en:

http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC\_Public\_Website/Content/About\_Us/Organization/Divisions/Policy\_and\_Planning/PPD\_Work/PPD\_Work\_Products\_(2014\_forward)/PPD%20General%20Rate%20Case%20Manual.pdf

(PG&EC, 2017) Pacific Gas and Electric Company (2017). 2017 General Rate Case Phase II. Disponible en: <a href="http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/SupDoc/A1606013/319/170773573.pdf">http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/SupDoc/A1606013/319/170773573.pdf</a>

(S. Marie, R. White & M. Zafar, 2018) S. Marie, R. White y M. Zafar (2018). Delivery, Consumption and Prices for Utility Service Within California. California Public Utility Commission, Policy and Planning Division. Disponible en:

http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC\_Public\_Website/Content/About\_Us/Organization/Divisions/Policy\_and\_Planning/PPD\_Work/PPD\_Work\_Products\_(2014\_forward)/California%20Regions%20Final.pdf



# Propuesta Conceptual de Cambio Regulatorio

(Anaya, K. L., & Pollitt, M. G., 2017) Anaya, K. L., & Pollitt, M. G. (2017). Going smarter in the connection of distributed generation. Energy Policy, 105, 608-617.

(Bell, K., & Gill, S., 2018) Bell, K., & Gill, S. (2018). Delivering a highly distributed electricity system: Technical, regulatory and policy challenges. Energy policy, 113, 765-777.

(Birk, M., Chaves Ávila, J. P., Gómez San Román, T., & Tabors, R. D., 2016) Birk, M., Chaves Ávila, J. P., Gómez San Román, T., & Tabors, R. D. (2016, April). TSO/DSO coordination in a context of distributed energy resource penetration. In Energy Economics Iberian Conference, Lisbon, Portugal.

(Bustos & Galetovic, 2004) Bustos, A. y Galetovic, A., "Monopoly Regulation, Chilean Style: The Efficient-Firm Standard in Theory and Practice," (March 2004). CEA Working Paper No. 180.

(De Martini, P., & Kristov, L., 2015) De Martini, P., & Kristov, L. (2015). Distribution systems in a high distributed energy resources future.

(Di Tella & Dyck, 2002), Di Tella, R., y Dyck, A., "Cost Reductions, Cost Padding, and Stock Market Prices: The Chilean Experience with Price-Cap Regulation," Economía Journal, The Latin American and Caribbean Economic Association - LACEA, pages 155-196, January 2002.

(Fischer & Serra, 2000). Fischer, R. y Serra, P., "Regulating the Electricity Sector in Latin America," Economía, Volume 1, Number 1, Fall 2000, pp. 155-198.

(Jenkins, 2011) Jenkins, C., "RIIO Economics: examining the economics underlying Ofgem's new regulatory framework," presented to CCRP Winter Workshop, February 2011.

(Jenkins & Pérez-Arriaga, 2017) Jenkins, J., and Pérez-Arriaga, I. "Improved regulatory approaches for the remuneration of electricity distribution utilities with high penetrations of distributed energy resources." The Energy Journal Vol. 38(1) (in press).

(Joskow, 2006) Joskow, P., "Regulation of Natural Monopolies" MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, 2005.

(Laffont & Tirole, 1993) Tirole, J., y Laffont, J., "A Theory of Incentives in Procurement and Regulation,", The MIT Press 1993.

(Malkin & Centolella, GE White Paper 2014) Malkin, D., y Centolella, P., "Results-Based Regulation: A Modern Approach to Modernize the Grid," GE Digital Energy 2014.

(Ofgem, 2019) Ofgem (2019). Role of a DSO. Disponible en: https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/86255/roleofthedsoslides.pdf

(Pérez-Arriaga, 2013) Pérez-Arriaga, I., "Regulation of the Power Sector," Springer, 2013.

Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica Informe de Avance: Propuesta Conceptual Final Página 167 de 169

www. isci.cl



(Pollitt, 2004) Pollitt, M., "Electricity Reforms in Chile: Lessons for Developing Countries" MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, 2004.

(Ruester, S., Schwenen, S., Batlle, C., & Pérez-Arriaga, I., 2014) Ruester, S., Schwenen, S., Batlle, C., & Pérez-Arriaga, I. (2014). From distribution networks to smart distribution systems: Rethinking the regulation of European electricity DSOs. Utilities Policy, 31, 229-237.

(Viscusi, Harrington & Vernon, 2005). Viscusi, W., Harrington, J., y Vernon, J., "Economics of Regulation and Antritrust," The MIT Press 2005.



# **Anexos**

# Anexo 1

A continuación se presenta el Anexo 1 de este Informe.



# **MEMO #07**

Inodú Eliodoro Yáñez 2876, Oficina 301 Providencia, Santiago Chile Teléfono +56 2 2502 0626

Fecha: 8 de marzo, 2019

Referencia: Nivel de Tensión de Distribución

# 1. Objetivo

El objetivo de esta ficha es presentar propuestas para la definición del nivel de tensión de distribución y, por lo tanto, los bordes que definen el sistema de distribución bajo la regulación vigente.

La definición de segmento de distribución en la regulación vigente ha sido realizada en un contexto diferente al actual y futuro; ya que contempla, de manera primaria, el abastecimiento presente y futuro de la demanda de clientes regulados y libres dentro de la zona de concesión.

La definición de sistema de distribución no considera necesariamente nuevas exigencias de capacidad y funciones derivadas de la aparición de nuevos usuarios que requieren de una mayor capacidad para el uso conjunto de las instalaciones de distribución. Adicionalmente, se tiene un contexto de densificación de la demanda en centros poblados; entre otros factores.

Esta ficha se complementa la información enviada a ISCI el 21 de enero de 2019.



## 2. Contexto Actual

Dado el esquema regulatorio vigente, se tiene la oportunidad de mejorar la definición del segmento de distribución de energía eléctrica. El Decreto con Fuerza de Ley N° 4¹, en adelante DFL 4 o LGSE, no realiza directamente una definición del segmento de distribución de energía eléctrica. La definición del segmento de distribución se establece en el transitorio de la LGSE; en el reglamento de la LGSE, Decreto 327², en adelante DS 327; en el Decreto 62³, en adelante DS 62; y en la Norma Técnica de Distribución. La Tabla 1 presenta el contexto vigente respecto de la definición del segmento de distribución.

Tabla 1: Definiciones del Segmento Distribución.

Definición	Descripción	Referencias en Regulación Vigente
Sistema de Transmisión	El "sistema de transmisión o de transporte de electricidad" es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 72°-1 de esta ley.	DFL 4, Art. 73°
Línea de transporte	Línea eléctrica que opera en una tensión superior a 23.000 Volts.	DS 327, Art. 330°, Numeral 23
Alta tensión en distribución	Tensión superior a 400 Volts. e inferior o igual a 23.000 Volts.	DS 327, Art. 330°, Numeral 1
Línea de distribución de servicio público	Línea de distribución establecida por una empresa distribuidora haciendo uso de una concesión de servicio público.	DS 327, Art. 330°, Numeral 24

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Del Ministerio de Minería, que fija el reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (1998).

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la ley general de servicios eléctricos (2006)



Diseño de la empresa modelo de distribución	- El valor agregado de distribución deberá calcularse para una empresa modelo eficiente, cuyo diseño permita satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio que establece la normativa vigente, en el período de evaluación.  - El diseño de la empresa modelo no deberá considerar costo alguno ni aspecto técnico relacionado con la existencia de Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD) ni de generadores residenciales definidos en la Ley 20.571.  - Los alimentadores tipo se determinarán tomando como referencia la ubicación y capacidad de las subestaciones primarias existentes.	Res. Ext. N° 79, 2016 <sup>4</sup>
Definición de Sistema de Distribución	En el artículo 13, literal I), del DS 62 se indica que el sistema de distribución corresponde a "el conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 kV, que se encuentran fuera de la subestación primeria de distribución, destinadas a dar suministro a usuarios finales ubicados en zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conectan a instalaciones de una concesionaria mediante líneas propias o de terceros, o a instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 kV que utilicen bienes nacionales de uso público"	DS 62, 2006
Definición de voltaje de alta tensión de distribución	"Para los efectos señalados en la letra o) del artículo 225°, y mientras la Superintendencia no emita una nueva norma al respecto, se entenderá como voltaje de alta tensión de distribución a cualquiera que sea superior a 400 volts e inferior o igual a 23.000 volts"	Transitorio DFL 4, Art. 13

\_

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> Mediante esta resolución la CNE emite pronunciamiento respecto de aceptación o rechazo de observaciones que indica, y aprueba definición de áreas típicas y documentos técnicos con bases del "estudio para el cálculo de las componentes del valor agregado de distribución; cuadrienio noviembre 2016 – noviembre 2020, y estudio de costos de servicios asociados al suministro de electricidad de distribución.

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> El artículo 225 del DFL 4, literal o), indica que una subestación de distribución primaria es una subestación que reduce el voltaje desde el nivel de transporte al de alta tensión de distribución.



# Sistema de distribución o red de distribución

Conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 kV, que se encuentran fuera de la Subestación Primaria<sup>6</sup> de Distribución, destinadas a dar suministro a Clientes o Usuarios ubicados en sus zonas de concesión, o bien a Clientes o Usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a las instalaciones de una Empresa Distribuidora mediante líneas propias o de terceros. El Sistema de Distribución comprende los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, los Sistemas de Medida para Transferencias Económicas y los Sistemas de Monitoreo.

Norma Técnica de Distribución (2017), Artículo 1-4, numeral 36.

La definición vigente condiciona el desarrollo eficiente de las redes de distribución porque limita el alcance de las opciones que se pueden evaluar en los procesos de planificación del segmento de distribución.

En esta ficha se evalúa la opción de modificar la definición del nivel máximo de tensión del segmento de distribución vigente. En este contexto, la definición del segmento de distribución se puede realizar en base a 3 criterios:

- Especificación Técnica: En función del nivel máximo de tensión de las instalaciones.
- **Funcionalidad**: Sin establecer un nivel máximo de tensión, pero especificando la función que cumple la instalación y sus bordes.
- Una combinación de los dos criterios mencionados anteriormente.

-

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> En el DFL 4, Artículo 225°, Literal o), se indica que una subestación de distribución primaria corresponde a Subestación de distribución primaria una subestación que reduce el voltaje desde el nivel de transporte al de alta tensión en distribución. El concepto también se define en el Artículo 1-4 de la Norma Técnica de Distribución, el cual indica que una Subestación Primaria de Distribución corresponde a una subestación eléctrica del sistema de generación-transporte que transforma energía eléctrica desde el nivel de tensión de transporte al de alta o de baja tensión de distribución. Las Subestaciones Primarias de Distribución son parte de la actividad de generación-transporte, por lo cual todo el equipamiento empleado en la entrega de electricidad a los Alimentadores de distribución, así como los costos de operación y mantenimiento de dichas subestaciones, son parte de la actividad de generación-transporte.



#### 3. Discusión de Antecedentes

Históricamente los sistemas de distribución han llegado hasta una tensión de 33 kV (diseño según norma IEC) o 34,5 kV (diseño según norma ANSI)<sup>7</sup>. En Chile, en general, se utilizan especificaciones técnicas basadas en norma IEC. La Norma IEC 60038<sup>8</sup> recomienda que en un país la razón entre dos niveles de voltaje de distribución adyacentes sea mayor a 2,0.

Adicionalmente, desde la perspectiva técnica de coordinación de aislación, el estándar IEEE 1313 define como Clase I media tensión las tensiones entre 1 - 72,5 kV.

En Latinoamérica, la tensión más alta de distribución en media tensión 34,5 kV (Colombia y Argentina).

# 4. Alternativas Regulatorias

Se presentan cinco alternativas regulatorias para un ajuste a la especificación del segmento de distribución.

## Alternativa 1

Aumentar nivel de tensión en media tensión de distribución hasta 33 kV.

- 1. Se alinea máximo nivel de tensión de distribución en media tensión utilizada en Latinoamérica9.
- 2. Permite el desarrollo de redes en mayor nivel de tensión en zonas de alta densidad de demanda o zonas rurales; lo que permitiría obtener eficiencias en el diseño y operación de redes. Permite mayor flexibilidad de diseño cuando aumente exigencia de la red por mayor instalación de generadores distribuidos, residenciales, adopción de vehículos eléctricos y uso de aire acondicionado.

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> Ref: Electrical Transmission and Distribution Reference Book - Westinghouse (1964).

<sup>&</sup>lt;sup>8</sup> Que define un conjunto de voltajes estándares para uso en sistemas eléctricos de corriente alterna de alta, media y baja tensión.

<sup>&</sup>lt;sup>9</sup> En Colombia, particularmente en Codensa, la configuración de los circuitos de Nivel de Tensión en 34,5 kV está dirigida a atender clientes industriales y subestaciones MT/MT.



- 3. Permite la conexión de un mayor número de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) o generadores residenciales por alimentador<sup>10</sup>.
- 4. No se afecta definición de sistemas de transmisión zonal existentes, que parten en 44 kV. Luego, se desacopla la propuesta de los segmentos ya definidos para el sistema de transmisión.
- 5. No cumple con sugerencia de la norma IEC 60038 ya que podría haber dos niveles de tensión adyacentes cuya razón daría menor a 2,0 en un sistema como el de Enel Distribución (33 kV / 23 kV).

#### Alternativa 2

Aumentar el nivel máximo de tensión en media tensión de distribución hasta 44 kV.

- 1. Supera máximo nivel de tensión de distribución en media tensión utilizada en Latinoamérica. No obstante, 44 kV es un nivel de tensión menor al utilizado en ciertos países desarrollados.
- 2. Permite el desarrollo de redes en mayor nivel de tensión en zonas de alta densidad de demanda o zonas rurales; lo que permitiría obtener eficiencias en el diseño y operación de redes. Permite mayor flexibilidad de diseño cuando aumente exigencia de la red por mayor instalación de generadores distribuidos, residenciales, adopción de vehículos eléctricos y uso de aire acondicionado.
- 3. Se afecta la definición de dos sistemas de transmisión zonal existentes en 44 kV. Actualmente hay dos sistemas en Chile que utilizan nivel de tensión 44 kV en la zona central (uno de Enel Distribución y otro de Chilquinta). Uno está en la zona de Carena Lo Prado Curacaví, y el otro está en la zona de Las Vegas Juncal Portillo. Se podría ajustar la clasificación de esos sistemas zonales. Para ello se podrían evaluar las siguientes dos opciones:
  - Que los sistemas zonales en 44 kV pasen al segmento de distribución.
  - Se establezca una especie de sistema híbrido para la clasificación en sistemas de 44 kV donde también se clasificaría por funcionalidad.

<sup>&</sup>lt;sup>10</sup> De acuerdo a la norma técnica de distribución, Artículo 1-4, un alimentador corresponde a un circuito que forma parte de la Red de Distribución que se extiende desde una Subestación Primaria de Distribución o desde un Alimentador de propiedad de otra Empresa Distribuidora, desde donde recibe energía, hasta el punto de conexión en el cual se conectan las instalaciones de Clientes y Usuarios. El Alimentador será de propiedad de una sola Empresa Distribuidora, no pudiendo existir Alimentadores con más de un propietario.



- 4. No cumple con sugerencia de la norma IEC 60038 debido a:
  - La IEC no recomienda el nivel de tensión nominal 45 kV para el desarrollo de nuevos sistemas. 11
  - Podría haber dos niveles de tensión adyacentes cuya razón sería menor a 2,0 (44 kV / 23 kV).
     No obstante, a diferencia del caso anterior (Alternativa 1) es más cercano a 2,0.

### Alternativa 3

Aumentar nivel máximo de tensión en media tensión de distribución hasta 66 kV. Definir en LGSE<sup>12</sup>.

- 1. Supera máximo nivel de tensión de distribución en media tensión utilizada en Latinoamérica. No obstante, 66 kV es un nivel de tensión menor al utilizado en ciertos países desarrollados.
- 2. Permite el desarrollo de redes en mayor nivel de tensión en zonas de alta densidad de demanda o zonas rurales; lo que permitiría obtener eficiencias en el diseño y operación de redes. Permite mayor flexibilidad de diseño cuando aumente exigencia de la red por mayor instalación de generadores distribuidos, residenciales, adopción de vehículos eléctricos y uso de aire acondicionado.
- 3. Se afecta la definición de parte importante de los sistemas de transmisión zonal existentes en 66 kV. Habría que ajustar la clasificación de ciertos sistemas zonales. Se podrían evaluar las siguientes dos opciones:
  - Que se establezca una especie de sistema híbrido para la clasificación en sistemas de 66 kV donde también se clasificaría por funcionalidad (Ver Alternativa 4).
  - Que los sistemas zonales en 66 kV pasen al segmento de distribución.
- 4. Se cumple con sugerencia de la norma IEC 60038 debido a podría haber dos niveles de tensión adyacentes cuya razón sería mayor a 2,0.

<sup>&</sup>lt;sup>11</sup> Para el nivel de tensión nominal de 45 kV, la norma IEC 60038 indica: "The values indicated in parentheses should be considered as non-preferred values. It is recommended that these values should not be used for new systems to be constructed in the future".

<sup>&</sup>lt;sup>12</sup> Esta definición también se podría hacer a nivel reglamentario, lo que podría tener mayor simplicidad de implementación.



#### Alternativa 4

No definir nivel de tensión máximo y establecer una definición funcional del segmento de distribución en la LGSE, por ejemplo:

El sistema de distribución está formado por las instalaciones eléctricas que son propiedad de, y son operadas por, la empresa distribuidora, y son utilizadas para la distribución de electricidad entre un punto de entrada al sistema de distribución y los puntos de entrega a los clientes libres o regulados, u otro sistema de distribución de electricidad. Un punto de entrada al sistema de distribución puede ser parte de un sistema de transmisión zonal, un sistema de transmisión dedicado, el punto de inyección de un sistema de generación distribuido, el punto de inyección de un sistema de almacenamiento distribuido, u otro sistema de distribución<sup>13</sup>.

### Consideraciones:

- 1. Requiere dar mayor claridad al Artículo 73° de la LGSE.
- 2. Requiere de un proceso de definición de bordes con resultados estables en el tiempo, donde se definan los puntos de entrada a la red de distribución.
- 3. Dependiendo del diseño del proceso de definición de bordes, el proceso podría no ser un instrumento efectivo dado el dinamismo de desarrollo de las redes de distribución.

#### Alternativa 5

No realizar modificación a regulación vigente respecto de la definición de distribución.

<sup>&</sup>lt;sup>13</sup> El Electricity Act 1989: Standard conditions of Electricity Distribution Licence, del Gas and Electricity Market Authority de UK (versión del 25 de Agosto de 2017), indica en la Condición N° 1, punto 1.3, que un Sistema de Distribución corresponde a: "Distribution System: Means the system consisting (wholly or mainly) of electric lines owned or operated by an Authorised distributor that is used for the distribution of electricity from grid supply points or generation sets or other Entry Points to the points of delivery to Customers or Authorised Electricity Operators or any Transmission Licensee in its capacity as operator of that licensee's Transmission System or the GB Transmission System, and includes any Remote Transmission Assets (owned by a Transmission Licensee within England and Wales) that are operated by that Authorised distributor and any electrical plant, Electricity Meters, and Metering Equipment owned or operated by it in connection with the distribution of electricity, but does not include any part of the GB Transmission System."



- 1. Simplicidad de implementación.
- 2. Actualmente se han identificado zonas donde la cantidad de desarrollo de sistemas PMGD no puede ser evacuada por redes de 23 kV. La posibilidad de aumentar el nivel de tensión en distribución aumentaría la capacidad de transporte de nuevos alimentadores.

En todos los casos indicados anteriormente se debe tener en cuenta que:

- 1. El diseño y expansión de la red de distribución debe considerar aspectos técnicos relacionados con la existencia de generadores residenciales definidos en el Artículo 149 bis del DFL 4<sup>14</sup> y la Ley 20.571.
- 2. El diseño y expansión de la red de distribución debe considerar aspectos técnicos relacionado con la existencia de Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD).
- El diseño y expansión de la red de distribución debe considerar aspectos técnicos relacionado con la existencia de otros usuarios del sistema de distribución, como por ejemplo los sistemas de almacenamiento.

**Se recomienda la implementación de la Alternativa 1**, es decir, se sugiere definir el segmento de distribución como el conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 33 kV.

## Debido a:

Criterio de simplicidad: No afectar la definición de sistemas de transmisión zonal existentes.

Eficiencia económica mediante eficiencia de producción: Permitirá contar con redes de distribución de mayor capacidad para distribuir mayores niveles de demanda aprovechando sinergias de infraestructura (postes, canalizaciones, etc). Al mismo tiempo permitirá conectar más pequeños medios de generación distribuida y generadores residenciales a un mismo alimentador, y reducir pérdidas eléctricas en alimentadores (a igualdad de sección de conductor y potencia transportada).

<sup>&</sup>lt;sup>14</sup> Modificado por la Ley 21.118 de noviembre de 2018 que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales. Particularmente modifica el artículo 149 bis.



# **MEMO #08**

Inodú Eliodoro Yáñez 2876, Oficina 301 Providencia, Santiago Chile Teléfono +56 2 2502 0626

Fecha: 11 de marzo, 2019

**Referencia:** Definición de operador de la red de distribución.

# 1. Objetivo

El objetivo de esta ficha es presentar propuestas de requerimientos para una mayor definición de responsabilidades al operador de la red de distribución.

De acuerdo a la propuesta de reglamento que aprueba la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional (DS 125), Artículo 12, la coordinación de la operación y la operación en tiempo real de las instalaciones de distribución son efectuadas por la respectiva empresa distribuidora. 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.

Esta ficha se complementa la información enviada a ISCI el 21 de enero de 2019.



## 2. Contexto Actual

Los requerimientos regulatorios definidos en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4¹, en adelante DFL 4 o LGSE, y el DS 125 para la coordinación de la operación del sistema de distribución se sintetizan en la Tabla 1.

Tabla 1: Requerimientos regulatorios relevantes respecto de la coordinación de la operación del sistema de distribución

Definición	Descripción	Regulación Vigente
Respecto de la coordinación de la operación	La coordinación de la operación del sistema eléctrico se debe realizar cumpliendo los siguientes requerimientos:  Preservar la seguridad del servicio, Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones, y Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión.  La coordinación de la operación deberá efectuarse a través del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo a las normas técnicas que determine la Comisión, la ley y la reglamentación pertinente.	DFL 4, Art. 72-1; DS 125, Art. 5
Respecto de la obligación a sujetarse a la coordinación del Coordinador	Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema, en adelante "los coordinados", estará obligado a sujetarse a la coordinación del del sistema que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente.	DFL 4, Art. 72-2; DS 125, Art. 10; DS 125, Art. 12; DS 125, Art. 15;

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.



Respecto de la seguridad del sistema eléctrico	El Coordinador deberá exigir a los coordinados el cumplimiento de la normativa técnica <sup>2</sup> , en particular de los estándares contenidos en ella y los requerimientos técnicos que éste instruya	DFL 4, Art. 72-6
Respecto de los procedimientos internos del Coordinador	Para su funcionamiento el Coordinador podrá definir procedimientos internos, los que estarán destinados a determinar las normas internas que rijan su actuar, las comunicaciones con las autoridades competentes, los coordinados y con el público en general, y/o las metodologías de trabajo y requerimientos de detalle que sean necesarios para el adecuado cumplimiento y ejecución de sus funciones y obligaciones, los que deberán ajustarse a las disposiciones de la ley, el reglamento, normas técnicas que dicte la Comisión y demás normativa vigente.	DFL 4, Art. 72-4
Respecto de la omisión del deber de información	La omisión del deber de información, sea que medie requerimiento de información o cuando proceda sin mediar aquél, así como la entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, o el incumplimiento a lo dispuesto en el presente artículo, serán sancionadas por la Superintendencia.	DFL 4, Art. 72-2;
	Son también coordinados los medios de generación que se conecten directamente a instalaciones de distribución, a que se refiere el inciso sexto del artículo 149° y que no cumplan con las condiciones y características indicadas en el artículo 149° bis, en adelante "pequeños medios de generación distribuida".  El reglamento podrá establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos.  Los Coordinados estarán obligados a proporcionar oportunamente al Coordinador y actualizar toda la información, en forma cabal, completa y veraz, que requiera para el cumplimiento de sus funciones.	

\_

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Se refiere a la norma técnica de seguridad y calidad de servicio, que es distinta a la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución.



Respecto de los sistemas de información pública del Coordinador	El Coordinador deberá implementar sistemas de información pública que contengan las principales características técnicas y económicas de las instalaciones sujetas a coordinación.	DFL 4, Art. 72-8
Responsabilidad de los coordinados	Los coordinados serán responsables individualmente por el cumplimiento de las obligaciones que emanen de la ley, el reglamento, las normas técnicas que dicte la Comisión y de los procedimientos, instrucciones y programaciones que el Coordinador establezca.	DFL 4, Art. 72-14; DS 125, Art. 14;
Respecto de las normas técnicas para el funcionamiento de los sistemas eléctricos	La Comisión deberá analizar permanentemente los requerimientos normativos para el correcto funcionamiento del sector eléctrico, y fijará, mediante resolución exenta, las normas técnicas que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento de dicho sector. Para ello, anualmente, establecerá un plan de trabajo que permita proponer, facilitar y coordinar el desarrollo de éstas.  Estas normas técnicas serán elaboradas y modificadas en virtud de un proceso público y participativo, el que podrá iniciarse de oficio por la Comisión o a solicitud del Coordinador, los coordinados o cualquier otro organismo o institución con participación o interés en el sector eléctrico. Estas solicitudes deberán presentarse a la Comisión y, al menos, deberán contener la justificación técnica, legal y económica del cambio solicitado y acompañar la propuesta específica que se solicita.	DFL 4, Art. 72-19
Respecto de las responsabilidade s del Coordinador en relación a la coordinación de la operación	El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional es el organismo técnico e independiente encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico nacional que operen interconectadas entre sí.	DFL 4, Art. 212-1



Coordinación de la operación de instalaciones de distribución	El Coordinador deberá coordinar la operación de las instalaciones señaladas en el artículo 10 (del DS 125), que se encuentren interconectadas en el sistema de distribución, cuya operación pueda afectar el cumplimiento de los principios de la coordinación a que se refiere el artículo 5 del presente reglamento. Asimismo, deberá instruir a las Empresas Distribuidoras las medidas pertinentes para el adecuado cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio en el Sistema Eléctrico Nacional.  No obstante lo señalado en el inciso precedente, la coordinación de la operación y la operación en tiempo real de las instalaciones de distribución serán efectuadas por la respectiva Empresa Distribuidora.	DS 125, Art. 12
Respecto de la programación de la operación	El Coordinador deberá efectuar la programación de la operación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional, proceso mediante el cual se optimiza y programa el uso de las instalaciones sujetas a su coordinación.	DS 125, Art. 36
Respecto a de la Información para la programación de la operación	Para efectos de los procesos de programación de la operación, en consistencia con la normativa vigente, el Coordinador podrá requerir niveles distintos de información a los Coordinados en atención a las características de sus instalaciones, su tamaño o el impacto sistémico que la operación de las mismas implique sobre la eficiencia económica y seguridad del sistema.  Las empresas distribuidoras deben enviar sus proyecciones de demanda al Coordinador, en la forma y oportunidad que éste determine	DS 125, Art. 46, Art. 80



### 3. Discusión de Antecedentes

En el diagnóstico desarrollado por el Ministerio de Energía no establece necesidades ni requerimientos de alto nivel para fortalecer el rol del operador de la red de distribución. Algunos aspectos que se indican son los siguientes:

- "Se ha identificado que la aparición de nuevos actores y tecnologías que han irrumpido en los sistemas de distribución, incorporando nuevas tecnologías, implican importantes desafíos para lograr su integración adecuada, principalmente se destaca el desarrollo de techos solares y generación distribuida en general, sistemas de almacenamiento distribuidos, sistemas de medición inteligente y electromovilidad."
- "Se puede indicar que la regulación vigente no está del todo preparada para enfrentar e incentivar la incorporación futura de nuevas tecnologías, agentes y servicios eléctricos."
- "Se identificó la necesidad de incluir nuevas consideraciones debido a la aparición de nuevos actores y formas de operar la red que pueden generar nuevas situaciones a considerar en la normativa."
- "Una de las transformaciones más relevantes que debe enfrentar el segmento de distribución, dice relación con la mayor disponibilidad de información a la que se puede acceder gracias a las nuevas tecnologías y sistemas de información, cuestión que podría generar asimetrías importantes entre distintos agentes del mercado y limitar la participación de nuevos oferentes en mercados competitivos."

Con el desarrollo de nuevos usuarios de la red de distribución, emergerá un sistema más complejo en términos de:

- El número de actores que se deberá gestionar de manera eficiente y efectiva,
- La bidireccionalidad de flujos de potencia en la red de distribución y desde la red de distribución hacia el sistema de transmisión,
- Los servicios que podrán ser provistos entre los distintos agentes, y
- La necesidad de nuevas señales operacionales e interacciones entre los distintos agentes.

Esta situación se ilustra en la siguiente figura. Un aspecto crítico es definir la evolución, en etapas, de los sistemas, y por consiguiente del operador de la red de distribución; es decir, a medida que surgen o se



hacen evidentes nuevas necesidades producto de mayor integración de nuevos usuarios de la red de distribución se requiere que se activen nuevos requerimientos de programación y operación<sup>3</sup>.

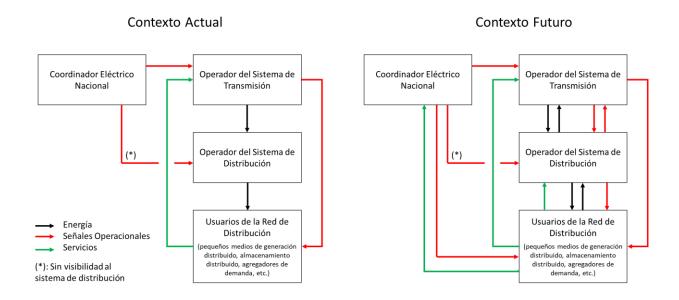


Figura 1: Diagrama simplificado de interacciones entre el Coordinador, el Operador del Sistema de Transmisión, el Operador del Sistema de Distribución y los Usuarios de la Red de Distribución (Fuente: Adaptado de Birk 2017<sup>4</sup>)

En este contexto, de acuerdo a Ofgem<sup>3</sup>, surgen las siguientes preguntas:

- ¿Cuáles son las etapas incrementales que se deben establecer para definir un rol completo del operador del sistema de distribución?
- ¿Cuáles son los elementos que activarán el paso de una etapa a otra?
- ¿Qué grupos de interés deben estar consientes de la activación de dichos elementos?
- ¿Qué grupos de interés es responsable de monitorear los elementos de activación?
- ¿Qué acciones debe tomar el operador de la red de distribución actual y cómo deben cambiar sus procesos para cumplir un nuevo rol como operador de la red de distribución?
- ¿Cuáles son los plazos que se deben cumplir para desarrollar el nuevo rol del operador de la red de distribución?

https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/86255/roleofthedsoslides.pdf

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> Michael Birk, José Pablo Chaves-Ávila, Tomás Gómez, and Richard Tabors; "TSO/DSO Coordination in a Context of Distributed Energy Resource Penetration." MIT CEEPR Working Paper Series (CEEPR WP 2017-017). October 2017.



### 4. Alternativa Propuesta

Se presenta un conjunto de requerimientos cuyo objetivo es establecer responsabilidades y atribuciones del rol del operador de la red de distribución.

El operador de la red de distribución es la entidad responsable por la operación, el mantenimiento y el desarrollo de la red de distribución en un área determinada. También es responsable de la interconexión de la red de distribución con otros sistemas y de asegurar la capacidad del sistema de distribución de satisfacer demandas razonables por la distribución de electricidad.

Los usuarios de la red de distribución son 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 a la red de distribución.

A medida que aumenta el número y tipo de nuevos usuarios de la red de distribución, el operador de la red de distribución deberá:

• Fortalecer procesos de monitoreo y planificación de la red de distribución.

El operador de la red de distribución utiliza datos de medidores inteligentes, sistemas de monitoreo u otros supuestos para construir un modelo de mayor resolución de la red de distribución y sus restricciones, de manera de planificar inversiones.

Fortalecer la reconfiguración en tiempo real de la red de distribución.

El operador de la red de distribución reconfigura en tiempo real la red de distribución para liberar capacidad y reducir restricciones.

Desarrollar nuevos acuerdos comerciales para gestionar fallas

El operador de la red utiliza nuevas acuerdos comerciales y herramientas para monitorear y gestionar la red ante condiciones de falla.

Fortalecer control de voltaje activo en áreas específicas de la red de distribución.

De la misma manera en que el Coordinador gestiona la frecuencia del sistema, el operador de la red de distribución utiliza la respuesta de los clientes y los activos de la red para mantener el voltaje dentro de los límites establecidos.

Fortalecer la gestión activa permanente de la red en áreas específicas.

El operador de la red de distribución utiliza acuerdos comerciales y nuevas herramientas para gestionar congestiones en alimentadores específicos de la red de distribución. Se gestiona la



demanda de los clientes utilizando generación local y/o sistemas de almacenamiento para evitar congestiones en la red de media y baja tensión.

Fortalecer el balance de la red de distribución.

El operador de la red de distribución realiza un balance centralizado de la generación y demanda a través de la red de distribución mediante el uso de nuevos acuerdos comerciales con generadores, sistemas de almacenamiento y gestión de demanda.

La propuesta de reglamento que aprueba la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional (DS 125) establece que la coordinación de la operación y la operación en tiempo real de las instalaciones de distribución serán efectuadas por la Empresa Distribuidora (DS 125, Art. 12). El DS 125 sólo establece requerimientos mínimos para la supervisión y coordinación en tiempo real de las instalaciones sujetas a coordinación del Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional.

Si bien el DS 125 deja la responsabilidad de coordinación de la operación y la operación en tiempo real de las instalaciones de distribución a la empresa distribuidora, la regulación vigente no establece requerimientos específicos para ello. Por lo tanto, se debe establecer requerimientos mínimos para la supervisión y coordinación en tiempo real de las instalaciones de la empresa distribuidora y los usuarios sujetos a coordinación de la empresa distribuidora.

A continuación, se realizan sugerencias para dar mayores respecto a las funciones y requerimientos del operador de la red de distribución.

### a.) Respecto del operador de la red de distribución.

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<sup>5</sup>;
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema de distribución<sup>6</sup>;
- 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;

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Esta función incluye el deber de informar oportunamente al Coordinador de circunstancias que afecten la operación económica del sistema de distribución (minimización de pérdidas) y limitaciones del sistema de distribución que afecten la seguridad e integridad de las instalaciones.

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> Tomar las medidas necesarias para minimizar las pérdidas de distribución.



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.

La empresa distribuidora debe realizar la coordinación de la operación del sistema de distribución respectivo de acuerdo a las normas técnicas que determine la Comisión, la ley y la reglamentación pertinente.

La empresa distribuidora debe trabajar con el Coordinador, la Comisión, operadores del sistema de transmisión zonal, y otras empresas distribuidoras (si corresponde), para desarrollar un entendimiento común sobre las acciones que un operador del sistema de distribución puede tomar de manera de producir efectos positivos o negativos sobre el sistema eléctrico fuera de los bordes de la empresa distribuidora, lo que incluye compartir información operacional y desarrollar procesos para asegurar que cada parte tome las acciones que sean consistentes con la eficiencia global del sistema. Este trabajo coordinado debe proveer al Coordinador y el operador del sistema de distribución información sobre las oportunidades para explotar sinergias o decisiones operacionales mutuamente beneficiosas a través del sistema de transmisión y distribución.

Se espera que tanto el Coordinador Eléctrico Nacional como el Operador del Sistema de Distribución identifiquen y desarrollen acciones que permitan remover distorsiones de mercado reduciendo barreras de entrada para todos los actores del mercado.

### b.) Respecto de la continuidad operacional.

Las Empresas Distribuidoras deberán implementar sistemas de gestión para asegurar la continuidad operacional antes los distintos riesgos que afecten al Sistema de Distribución (NT Art. 1-10).

Las Empresas Distribuidoras deberán disponer en todo momento de un Plan de Continuidad Operacional que describa los sistemas de gestión para asegurar la continuidad operacional, el cual deberá contener al menos (NT Art. 1-10):

- Identificación y clasificación de todos los riesgos que afecten a la Empresa Distribuidora.
- Análisis y evaluación de los distintos riesgos identificados en el numeral anterior.
- Planes de contingencia para gestión de riesgos.
- Realización de pruebas y ensayos para evaluar los Planes de Continuidad Operacionales implementados.
- Proceso de revisión, actualización y perfeccionamiento del sistema de gestión para asegurar la continuidad operacional.



La normativa aplicable establecerá los requerimientos específicos de los Sistemas de Gestión y el Plan de Continuidad Operacional.

# c.) Respecto de las normas de operación y coordinación entre empresas distribuidoras y usuarios de la red de distribución

Los criterios generales de la coordinación y operación de la red de distribución se establecerán en la normativa correspondiente. Las Empresas Distribuidoras deberán establecer procedimientos con las normas de operación y coordinación entre la empresa distribuidora y usuarios conectados a la red de distribución, tales como pequeños medios de generación distribuida, sistemas de almacenamiento distribuidos, clientes libres, otra empresa distribuidora conectada a la red de distribución, entre otros. Los requisitos mínimos de estos procedimientos serán definidos en la normativa aplicable en el segmento de distribución y serán de cumplimiento obligatorio tanto para la empresa distribuidora como para los usuarios mencionados anteriormente. Los procedimientos definidos por la empresa distribuidora deberán ser aprobados por la autoridad.

d.) Respecto de la coordinación de la operación y operación en tiempo real de las instalaciones de distribución, y la coordinación de la operación con los usuarios de la red de distribución

La empresa distribuidora debe:

- Coordinar la programación de la operación, en aquellos aspectos que corresponda, con el Coordinador, el Centro de Control del Sistema de Transmisión que corresponda, y los usuarios de la red de distribución cuya coordinación sea relevante para la operación de la red de transmisión y la operación de la red distribución o una parte de ella.
- Realizar la supervisión y coordinación de la operación en tiempo real del sistema de distribución a través de un Centro de Despacho y Control del Sistema de Distribución (CDCSD).

El CDCSD se es quien interactúa con el Centro de Despacho y Control (CDC) que corresponda del Coordinador<sup>7</sup>, el Centro de Control del Sistema de Transmisión que corresponda, y los usuarios de la red de distribución cuya coordinación que sea relevante para la operación de la red de distribución.

Una empresa distribuidora, dependiendo de sus necesidades, podrá tener más de un CDCSD.

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> De acuerdo al artículo 118 del DS 125 el Coordinador puede contar con Centros de Despacho y Control Regionales los cuales podrán abarcar territorialmente una o más regiones o áreas geográficas y deberán contar con las instalaciones que permitan la operación descentralizada del respectivo sistema.



Un conjunto de empresas distribuidoras, dependiendo de sus necesidades, podrán operar mediante un CDCSD común que opere simultáneamente las instalaciones de más de una empresa distribuidora. No obstante, cada empresa distribuidora será responsable, en todo momento e individualmente, por el cumplimiento de todas las obligaciones respectivas a sus instalaciones de acuerdo a lo indicado en el Artículo 72°-14 de la LGSE.

- Adoptar decisiones que se requieran para la aplicación de las metodologías, esquemas de medición, protocolos de comunicación u otras materias técnicas relativas a la operación en tiempo real del sistema de distribución.
- Supervisar y controlar el comportamiento de las variables eléctricas en el conjunto de instalaciones de la red de distribución, verificando que se mantengan dentro de los rangos definidos por la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución.
- Supervisar el comportamiento de la demanda, sistemas de generación distribuida y sistemas de almacenamiento distribuido, tomando medidas correctivas respecto de la programación de la operación de la red de distribución en atención a actualizaciones de la información que se disponga. Las medidas correctivas no deben ser discriminatorias entre usuarios del sistema, tipos de usuarios del sistema, o empresas relacionadas a la empresa distribuidora.
- Impartir a los usuarios sujetos a coordinación en la red de distribución<sup>8</sup> las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los programas que sean definidos para la operación de la red de distribución. Las instrucciones no deben ser discriminatorias entre usuarios del sistema, tipos de usuarios del sistema, o empresas relacionadas a la empresa distribuidora.
- Tomar las medidas pertinentes ante fallas en el sistema de distribución.
- Tomar las medidas pertinentes ante fallas en cualquier sistema que limite con el sistema de distribución. Son sistemas que limitan con un sistema de distribución: un sistema de transmisión zonal, un sistema de transmisión dedicado, un sistema de generación conectado a la red de distribución, un sistema de almacenamiento conectado a la red de distribución, un cliente conectado a la red de distribución (con o sin excedentes de energía).
- Tomar las medidas pertinentes ante fallas en el sistema eléctrico donde el Coordinador haya solicitado el actuar de la empresa distribuidora.
- Coordinar y supervisar la aplicación del Plan de Recuperación de Servicio.
- Corregir los desvíos que existan respecto de la programación de la operación de la red de distribución.

<sup>&</sup>lt;sup>8</sup> Son usuarios sujetos a coordinación de la red de distribución los pequeños medios de generación distribuidos, los sistemas de almacenamiento distribuidos, grandes clientes que participen en gestión de demanda, entre otros usuarios que permitan gestión de inyección o retiro de la red de distribución.



- Coordinar el ajuste a la operación de instalaciones o, si la aplicación de medidas operativas no fuera suficiente, la desconexión de instalaciones, en caso que la operación de las mismas ponga en riesgo la seguridad y calidad de servicio del sistema de distribución. Las medidas no deben ser discriminatorias entre usuarios del sistema, tipos de usuarios del sistema, o empresas relacionadas a la empresa distribuidora.
- Ajustar la operación de instalaciones o, si la aplicación de medidas operativas no fuera suficiente, la desconexión de instalaciones, en caso que la operación de las mismas ponga en riesgo la seguridad y calidad de servicio del sistema de eléctrico. Las medidas no deben ser discriminatorias entre usuarios del sistema, tipos de usuarios del sistema, o empresas relacionadas a la empresa distribuidora.
- Implementar esquemas de control que faciliten la operación óptima del sistema eléctrico de distribución.
- Monitorear variables meteorológicas que puedan incidir en la calidad de servicio del sistema de distribución.
- Mantener informados a los usuarios de la red de distribución que lo requieran sobre la condición operativa del sistema de distribución que sea relevante para la operación de dicho usuario.
- Coordinar la ejecución de solicitudes de trabajos.
- Coordinar e instruir acciones a efectos de preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.
- Informar al Coordinador de cualquier falla, restricción o régimen operacional que provoque una afectación en la operación de los sistemas de transmisión fuera de la zona de concesión.

# e.) Respecto de los Planes de Contingencia

La Superintendencia podrá requerir a las Empresas Distribuidoras, de manera previa a la ocurrencia de un evento de la naturaleza, climático u otro que ésta determine, que elaboren y envíen, de acuerdo a los procedimientos que establezca la Superintendencia, Planes de Contingencia para prevenir, evitar o mitigar los efectos de un evento que podría generar fallas masivas (NT Art. 1-11). La normativa aplicable en el segmento de distribución establecerá los requerimientos específicos que deben cumplir los planes de contingencia de las empresas distribuidoras.

### f.) Respecto de los Planes de Mantenimiento



Las Empresas Distribuidoras deberán informar, anualmente, a la Superintendencia, de acuerdo a los procedimientos que ésta determine, los Planes de Mantenimiento para sus instalaciones (NT Art. 1-11). La normativa aplicable en el segmento de distribución establecerá los requerimientos específicos que deben cumplir los planes de mantenimiento.

Los Planes de Mantenimiento deberán describir el sistema de gestión que se implementará para asegurar un correcto mantenimiento de las instalaciones, de manera de minimizar las contingencias que pudieran afectar la Calidad de Servicio entregado.

Cuando se planifiquen mantenciones que impliquen interrupciones de servicio a los usuarios de la red de distribución se debe considerar como el horario en que se realiza la intervención en el sistema de distribución, y la duración de la intervención, optimizan el beneficio del usuario (o minimiza los costos) considerando el impacto de la interrupción de servicio en el sistema de distribución y los usuarios de éste.

# g.) Respecto de maniobras que involucren conexión o desconexión de usuarios de la red de distribución

Toda maniobra que involucre la conexión o desconexión de un PMGD de la red, cualquiera sea el origen del requerimiento, deberá ser coordinada entre la empresa distribuidora y el propietario u operador del PMGD, de acuerdo a los procedimientos que la empresa distribuidora tenga establecidos para dichas operaciones y lo que indiquen la normativa aplicable en el segmento de distribución. Copia de las comunicaciones respectivas deberán ser enviadas a la Dirección de Operación del Coordinador (DS 244, Art. 25).

Toda maniobra que involucre la conexión o desconexión de un Sistema de Almacenamiento Distribuido, cualquiera sea el origen del requerimiento, deberá ser coordinada entre la empresa distribuidora y el propietario u operador del Sistema de Almacenamiento Distribuido, de acuerdo a los procedimientos que la empresa distribuidora tenga establecidos para dichas operaciones y lo que indiquen la normativa aplicable en el segmento de distribución. Copia de las comunicaciones respectivas deberán ser enviadas a la Dirección de Operación del Coordinador.

### h.) Respecto a la planificación de la red de distribución

El operador de la red de distribución debe colaborar, comunicar y coordinarse con el operador de la red de transmisión zonal, otros operadores de la red de distribución que limiten con su red de distribución, el Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional, y la Comisión Nacional de Energía para identificar y facilitar una planificación robusta del Sistema de Transmisión Zonal y del Sistema de Distribución, de manera de desarrollar soluciones adecuadas teniendo en consideración una visión amplia de ambos sistemas. Lo indicado anteriormente se debe realizar mediante roles claramente definidos y acordados en la interfase entre el Sistema de Transmisión Zonal y el Sistema de Distribución (o entre dos Sistemas de Distribución), que minimicen duplicación de esfuerzos.



El tipo de planificación eficiente y desarrollo de soluciones que se espera debe considerar opciones que consideren inversión, opciones operacionales, o ambos tipos de opciones, que incluyan inversiones flexibles que permitan mitigar la necesidad de refuerzos en el sistema de transmisión zonal y/o sistema de distribución.

Se espera que se progrese en el desarrollo de soluciones a nivel de distribución que puedan ayudar a liberar desafíos en transmisión zonal; y desarrollos en la red de transmisión zonal que puedan ayudar a liberar desafíos en la red de distribución. En estas situaciones se espera que el Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional y el Coordinador del Sistema de Distribución consideren como el desarrollo de soluciones en el Sistema de Transmisión Zonal o en el Sistema de Distribución pueden llevar a minimizar costos y maximizar el beneficio de los usuarios de ambos sistemas.

Se debe asegurar que existan los instrumentos y acuerdos contractuales adecuados para optimizar inversiones a través del límite entre el sistema de transmisión y distribución.

### i.) Respecto de los Sistemas de Información

El operador de la red de distribución debe proveer a los usuarios de la red de distribución (pequeños medios de generación distribuida, sistemas de almacenamiento distribuidos, entre otros usuarios) de la información que ellos necesiten para un acceso eficiente al sistema de distribución.

El operador de la red de distribución debe proveer a los usuarios de la red de distribución (pequeños medios de generación distribuida, sistemas de almacenamiento distribuidos, agregadores de demanda, entre otros usuarios) de la información que ellos necesiten para un uso eficiente del sistema de distribución.

El operador de la red de distribución debe evitar proporcionar información que haya sido obtenida en el desarrollo de sus propias funciones, y que pueda ser considerada una ventaja competitiva para el desarrollo de otras actividades, de manera discriminatoria.

### i.1) Respecto a información de la infraestructura física de la red de distribución

La empresa distribuidora debe disponer de sistemas de información debidamente actualizados con las características técnicas de las instalaciones de distribución. Entre la información que deben disponer se tienen todos los componentes, sistemas y equipos o dispositivos eléctricos operables en sus instalaciones eléctricas y dependencias, empalmes y medidores en servicio, indicando la localización de cada uno de ellos (DS 327, Art. 163). Los requerimientos mínimos los determinará la normativa aplicable en el segmento de distribución.

La totalidad de la información referente a la infraestructura física de la red, establecida en la normativa aplicable en el segmento de distribución, deberá ser remitida mensualmente por las Empresas Distribuidoras a la Superintendencia.



La Superintendencia deberá mantener la información en un registro público.

# i.2) Respecto a información operacional de la red de distribución

La empresa distribuidora debe disponer de sistemas de información y comunicación que permitan efectuar las funciones relativas a la operación en tiempo real, para lo cual deberá contar, al menos con sistemas de información en tiempo real, sistemas de comunicaciones de voz operativas, y sistemas de monitoreo. Los requerimientos mínimos los determinará la normativa aplicable en el segmento de distribución. (ref. DS 125, Art. 122).

Las Empresas Distribuidoras deberán mantener registros históricos con toda la información operacional de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica correspondiente. La información operacional debe incluir aquellos incidentes ocurridos que, por su naturaleza, afectan a los usuarios (DS 327, Art. 163). La información operacional que corresponda será reportada a la Superintendencia, quien deberá mantener un registro de acceso público para los interesados en ella.

i.3) Respecto de información para determinar indicadores de calidad establecidos en la Norma Técnica

Las Empresas Distribuidoras deberán recopilar la información necesaria para la determinación de los indicadores de calidad establecidos en la Norma Técnica, de conformidad con el procedimiento y formatos que defina la Superintendencia.

La totalidad de la información referente a indicadores de Calidad de Producto, Calidad de Suministro y Calidad Comercial establecidos en la Norma Técnica deberá ser remitida mensualmente por las Empresas Distribuidoras a la Superintendencia. Los formatos y medios de envío de dicha información serán establecidos por la Superintendencia. La Superintendencia deberá publicar mensualmente la información.

Adicionalmente, las Empresas Distribuidoras deberán mantener registros históricos con toda la información utilizada para determinar los indicadores, parámetros, antecedentes, entre otros, de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica.

### i.4) Respecto de información de clientes

Las empresas distribuidoras deben tener un registro actualizado que incluya las estadísticas de suministro por tipo de cliente y tipo de tarifa (DS 327, Art- 163). La Superintendencia deberá definir el formato para dicha información y contar con un registro actualizado. La superintendencia definirá un formato de registro que contenga estadísticas de acceso público.

i.5) Respecto de información de potenciales clientes libres



Las Empresas Distribuidoras deberán distinguir y desagregar la información entre Clientes y Usuarios propios y aquellos que son suministrados por terceros. Deberán entregar a la Superintendencia y al Coordinador mensualmente un catastro actualizado de los Clientes sujetos a regulación de precios que, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 147, inciso tercero, literal d), de la Ley, o el que lo reemplace, puedan optar por un régimen de tarifa no regulada. Dicho catastro deberá comprender el

Nombre o razón social del Cliente, la Potencia Conectada y el consumo energético mensual promedio para los últimos 12 meses. La Superintendencia deberá tener un registro, de acceso público, con dicha información.

i.6) Respecto de omisión del deber de información

La omisión del deber de información, sea que medie requerimiento de información o cuando proceda sin mediar aquél, así como la entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, o el incumplimiento a lo dispuesto en el presente, deben ser sancionadas por la Superintendencia.

i.7) Respecto de Información de Conexión de PMGDs

Deberán entregar a la Superintendencia y al Coordinador mensualmente un catastro actualizado de los Pequeños Medios de Generación Distribuida que:

- Tengan Solicitud de Conexión a Red aprobada: Se debe indicar el nombre del generador, la potencia a conectar, la subestación y el alimentador.
- Tengan Solicitud de Conexión a Red en trámite: Se debe indicar el nombre del generador, la potencia a conectar, la subestación, el alimentador, y el estado o etapa en que se encuentra la tramitación.

El Coordinador deberá mantener la información en un registro público.

i.8) Respecto de Información de Conexión de Sistemas de Almacenamiento Distribuidos

Deberán entregar a la Superintendencia y al Coordinador mensualmente un catastro actualizado de los Sistemas de Almacenamiento Distribuidos que:

- Tengan Solicitud de Conexión a Red aprobada: Se debe indicar el nombre, la capacidad del sistema de almacenamiento (potencia y energía), la subestación y el alimentador.
- Tengan Solicitud de Conexión a Red en trámite: Se debe indicar el nombre, la capacidad del sistema de almacenamiento (potencia y energía), la subestación y el alimentador.

El Coordinador deberá mantener la información en un registro público.



# j.) Respecto de una nueva fuente de evidencia sobre el desempeño del operador de la red de distribución

Un aspecto central para crear evidencia que permita establecer de manera independiente y transparente lineamientos de mejora continua sobre el desempeño del operador de la red de distribución que beneficien a los usuarios de la red de distribución tiene relación con el uso de un Panel Independiente para la Evaluación del Desempeño del operador de la red de distribución<sup>9</sup>. El panel tiene la función de evaluar y cuestionar antecedentes sobre el desempeño del operador de la red de distribución mediante un proceso anual de dos instancias, uno al finalizar el primer semestre y otro al finalizar el año.

En el proceso anual se identificarán las áreas en donde el operador de la red de distribución está en línea con las expectativas básicas, donde está superando las expectativas, y donde no se está desempeñando de acuerdo a las expectativas. En la revisión del primer semestre se proveerá una primera evaluación con el objetivo de proporcionar áreas de mejora que puedan ser abordadas durante el segundo semestre. Para ello se deben considerar los requerimientos regulatorios, procedimientos y prácticas del operador de la red de distribución, y antecedentes fundados de los grupos de interés (usuarios de la red de distribución, grupos de la industria, expertos independientes, entre otros). Las perspectivas de los grupos de interés serán un aspecto fundamental que el panel deberá utilizar para evaluar el desempeño del operador de la red de distribución.

El Panel Independiente para la Evaluación del Desempeño del operador de la red de distribución es un componente que facilita la reducción de asimetrías de información. Deberá presentar al operador de la red de distribución, la Superintendencia, la Comisión, el Ministerio y el Coordinador un reporte de carácter público.

El Panel debe estar formado por un grupo de profesionales con conocimiento y experiencia apropiada para revisar antecedentes relacionados al sistema de distribución y desafiar evidencia proporcionada por las distintas partes. Deben ser capaces de comprender un espectro amplio de antecedentes y visiones sobre el sistema de distribución.

### k.) Excepciones para empresas distribuidoras de menor tamaño (cooperativas)

Para evitar imponer requerimientos que impliquen una carga administrativa y financiera muy elevada a empresas distribuidoras de menor tamaño (cooperativas), la Comisión puede evaluar, en caso de que sea necesario, excepciones a ciertos requerimientos. Las excepciones no podrán implicar barreras

<sup>&</sup>lt;sup>9</sup> Más información en sobre el uso de un Panel Independiente para la Evaluación del Desempeño del operador de la red:



significativas para nuevos usuarios que tengan la intención de hacer uso de las redes de distribución de las empresas de distribución de menor tamaño (cooperativas).



# **MEMO #09**

Inodú Eliodoro Yáñez 2876, Oficina 301 Providencia, Santiago Chile Teléfono +56 2 2502 0626

Fecha: 11 de marzo, 2019

**Referencia:** Definición de compensaciones y multas.

# 1. Objetivo

El objetivo de esta ficha es presentar propuestas para la definición del esquema de compensaciones y multas. Esta ficha se complementa la información enviada a ISCI el 21 de enero de 2019.

### 2. Contexto Actual

Los requerimientos regulatorios definidos en Decreto con Fuerza de Ley N°  $4^1$ , en adelante DFL 4 o LGSE, el Decreto  $327^2$ , en adelante DS 327, la Ley  $18410^3$ , y el Decreto  $119^4$  respecto de compensaciones y multas se sintetizan en la Tabla 1.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Del Ministerio de Minería, que fija el reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (1998).

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Del Ministerio de Economía, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (1985).

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> Del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, que aprueba el reglamento de sanciones en materia de electricidad y combustibles (1989).



Tabla 1: Requerimientos regulatorios relevantes respecto de compensaciones y multas

Definición	Descripción	Regulación Vigente
Sobre amonestaciones y multas a empresas distribuidoras	La Superintendencia podrá amonestar, multar, e incluso recomendar la aplicación de la medida contemplada en el artículo 146°, si la calidad de servicio de una empresa es reiteradamente deficiente.	DFL 4, Art. 145° y DS 327, Art. 224°
Sobre compensaciones por indisponibilidad de suministro en distribución	Sin perjuicio de las sanciones que correspondan, la interrupción o suspensión del suministro de energía eléctrica no autorizada en conformidad a la ley y los reglamentos, que afecte parcial o íntegramente una o más áreas de concesión de distribución, dará lugar a una compensación a los usuarios sujetos a regulación de precios afectados, de cargo del concesionario, equivalente al duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada a costo de racionamiento.  La compensación regulada en este artículo se efectuará descontando las cantidades correspondientes en la facturación más próxima, o en aquellas que determine la Superintendencia a requerimiento del respectivo concesionario.  Las compensaciones a que se refiere este artículo se abonarán al usuario de inmediato, independientemente del derecho que asista al concesionario para repetir en contra de terceros responsables.	Ley 18410, Art. 16B
Otras medidas	Entre el Artículo 41 y 43 del DFL 4 se regula caducidad de las concesiones de servicio público de distribución por falta de calidad de servicio o transferencia de la concesión sin autorización. Particularmente, respecto de la caducidad por falta de calidad de servicio, en el Artículo 41 se indica que el Presidente de la República, mediante decreto supremo fundado, podrá declarar caducadas las concesiones de servicio público de distribución que se encuentren en explotación si la calidad de servicio suministrado no corresponde a las exigencias preestablecidas en la ley o sus reglamentos, o a las	DFL 4, Art. 41° y 146°



	condiciones estipuladas en los decretos de concesión, a no ser que el concesionario requerido por la Superintendencia remediare tales situaciones en los plazos que ésta exija.  Posteriormente, en el artículo 146 del DFL 4 se indica que si la explotación de un servicio público de distribución fuera en extremo deficiente, a causa de su mala calidad u otras circunstancias que hicieran inaprovechables los servicios, según las normas expresas que establezcan previamente los reglamentos, el Ministerio de Energía podrá autorizar a la Superintendencia para tomar las medidas necesarias a expensas del concesionario para asegurar provisionalmente el servicio.  Si durante el plazo de tres meses, contados desde la organización del servicio provisional, el concesionario no volviere a tomar a su cargo la explotación, garantizando su continuidad, el Presidente de la República podrá declarar caducada la concesión y disponer, por consiguiente, su transferencia a terceros en la misma forma que establecen los artículos 43° y siguientes.	
Otras infracciones sin sanciones expresamente señaladas	Toda infracción de las disposiciones de esta ley que no tenga expresamente señalada una sanción, será castigada con multa aplicada por la Superintendencia, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 16 A de la ley N° 18.410	DFL 4, Art. 216°
Otras multas	Es deber de todo concesionario de servicio público de cualquier naturaleza mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o cosas, de acuerdo a las disposiciones reglamentarias correspondientes.  En iguales condiciones de seguridad se deberán encontrar las instalaciones de energía eléctrica de uso privado.  Las infracciones a lo dispuesto en los incisos anteriores serán sancionadas con las multas que establezca previamente el reglamento.	DFL 4, Art 139°



Respecto de las sanciones	La responsabilidad de los infractores a las disposiciones reglamentarias, normativas, o las instrucciones y órdenes impartidas conforme a la ley y este reglamento, se determinará y sancionará conforme a lo dispuesto en el Decreto Nº 119, de 1989, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, o los que en el futuro lo sustituyan, en adelante reglamento de sanciones, y a las normas siguientes, sin perjuicio de las atribuciones que correspondan a otras autoridades para conocer la misma materia.	DS 327, Art. 321°
Tipos de infracciones que pueden ser sancionadas	Entre otras, serán sancionadas las siguientes infracciones e incumplimientos:  a) La no comunicación a la Superintendencia, de la puesta en servicio de instalaciones eléctricas, dentro de los plazos establecidos en la ley y el reglamento.  b) El incumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normas técnicas sobre seguridad que se encontraren vigentes en el momento de entrar en servicio, en instalaciones eléctricas de cualquier naturaleza, incluso las de uso privado.  c) La puesta en servicio de instalaciones eléctricas cuyos planos o ejecución no hubiesen sido realizados por instaladores en posesión de la respectiva licencia o por profesionales debidamente autorizados.  d) La comercialización de productos eléctricos sin el respectivo certificado de aprobación debiendo contar con éste, o usando indebidamente el distintivo o certificado de aprobación o placa de características.  e) El incumplimiento de los estándares de calidad de servicio y suministro, establecidos por disposiciones legales, reglamentarias y normas técnicas, para las actividades de generación, transmisión y distribución.  f) La aplicación o cobro de tarifas mayores a las máximas fijadas o determinadas en conformidad a la ley y el reglamento. g) La mantención en servicio de instrumentos y equipos de medición cuyas indicaciones o registros alteren las mediciones, en porcentajes que excedan las tolerancias permitidas.	DS 327, Art. 323°



h) La no entrega de información requerida por la Superintendencia en los plazos que ella señale, o la entrega de información falsa; la no comparecencia y declaración de testigos o exhibición de libros, tarifas, contratos y demás documentos que dicho organismo requiera, conforme a sus atribuciones.	
i) El incumplimiento de la extensión de servicio en las zonas de concesión dentro del plazo fijado por la Superintendencia.	

A modo de regulación comparada, es importante considerar lo que en se ha definido en Chile para fallas en el segmento de transmisión. Particularmente se tiene:

Tabla 2: Requerimientos regulatorios relevantes para el segmento de distribución

Definición	Descripción	Regulación Vigente
Sobre compensaciones	Sin perjuicio de las sanciones que corresponda, todo evento o falla, ocurrido en instalaciones eléctricas que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, que provoque indisponibilidad de suministro a usuarios finales, que no se encuentre autorizado en conformidad a la ley o los reglamentos, y que se encuentre fuera de los estándares que se establezca en las Normas Técnicas a que hace referencia el artículo 72°-19, dará lugar a las compensaciones que señala este artículo.	
por indisponibilidad de suministro en transmisión	En el caso de los usuarios finales sometidos a regulación de precios, la compensación corresponderá al equivalente de la energía no suministrada durante ese evento, valorizada a quince veces la tarifa de energía vigente durante la indisponibilidad de suministro, sujeta a los valores máximos a compensar establecidos en el presente artículo.	DFL 4, Art. 72°-20
	En el caso de usuarios no sometidos a regulación de precios, la compensación corresponderá al equivalente de la energía no suministrada durante ese evento, valorizada a quince veces la componente de energía del precio medio de mercado establecido en	



el informe técnico definitivo del precio de nudo de corto plazo vigente durante dicho evento, sujeta a los valores máximos a compensar establecidos en el presente artículo. Para estos efectos, se entenderá por componente de energía del precio medio de mercado el precio medio de mercado a que se refiere el artículo 167° descontada la componente de potencia del precio medio básico definida en el artículo 168°. Con todo, no procederá el pago de la compensación que regula este artículo, en caso que el cliente contemple en sus contratos de suministros cláusulas especiales en relación a la materia que regula este artículo.

Las compensaciones pagadas por una empresa de transmisión no podrán superar por evento el 5% de sus ingresos regulados en el año calendario anterior para el segmento de transmisión respectivo. En el caso que la empresa transmisora no tenga ingresos regulados de acuerdo a la presente ley, el monto a compensar no podrá superar por evento el 5% de los ingresos totales obtenidos en el mercado nacional por la propietaria de la instalación respectiva el año calendario anterior. En ambos casos, el monto máximo de la compensación, será de veinte mil unidades tributarias anuales.

...

Para efectos de lo dispuesto en este artículo, producido el evento o falla que provocó la indisponibilidad de suministro, el Coordinador deberá elaborar un Informe de Estudio de Análisis de Falla, en adelante EAF, en el cual, a lo menos deberá identificar al o los propietarios, arrendatarios, usufructuarios, o aquellos que exploten a cualquier título, la o las instalaciones en las que se produjo el evento, el origen de la falla, su propagación, sus efectos, los planes de recuperación y las conclusiones técnicas respecto a las causas del respectivo evento o falla. La Superintendencia podrá definir el formato y los demás contenidos del referido Informe.

Dentro del plazo que determine el reglamento, el Coordinador deberá comunicar el EAF a la Superintendencia, a objeto que dicho organismo determine si procede el pago de compensaciones en conformidad a lo establecido en el inciso primero del presente artículo. Los Coordinados, dentro de los diez días siguientes a dicha comunicación, podrán presentar a la Superintendencia sus



observaciones al EAF y acompañar los antecedentes que estimen pertinente.

En caso que la Superintendencia determine que procede el pago de compensaciones, deberá instruir a las empresas suministradoras de los usuarios finales afectados, sean éstas empresas concesionarias de servicio público de distribución o generadoras, su pago en la facturación más próxima, o en aquella que determine la Superintendencia.

...

Con todo, una vez efectuado el reembolso de las compensaciones de que tratan los incisos precedentes, las empresas propietarias o que operen las instalaciones de donde se produjo la falla o el evento correspondiente podrán reclamar ante la Superintendencia la improcedencia de su obligación de pago, su monto o la prorrata asignada, según corresponda. Lo anterior es sin perjuicio de lo que se resuelva en las impugnaciones judiciales que se puedan interponer, ni de las acciones de repetición contra quienes finalmente resulten responsables, en cuyo caso y de existir diferencias, éstas deberán ser calculadas por el Coordinador, quien instruirá el pago de las reliquidaciones que correspondan. Tratándose de diferencias o devoluciones que correspondan а usuarios Superintendencia determinará la forma y condiciones del reintegro o devoluciones conforme lo determine el reglamento.

Respecto a los requerimientos legales que afectan a la Superintendencia, el Título 4 de la Ley 18410 se refiere a los aspectos específicos asociados a las sanciones. Los cuales se indican en la siguiente tabla.

Tabla 3: Otros Requerimientos regulatorios relacionados a la Superintendencia

Definic	ión	Descripción	Regulación Vigente
Respecto clasificaci las sanci	ión de	Las empresas, entidades o personas naturales, sujetas a la fiscalización o supervisión de la Superintendencia, que incurrieren en infracciones de las leyes, reglamentos y demás normas relacionadas con electricidad, gas y combustibles líquidos, o en incumplimiento de las	Ley 18410, Art. 15°



instrucciones y órdenes que les imparta la Superintendencia, podrán ser objeto de la aplicación por ésta de las sanciones que se señalan en este Título, sin perjuicio de las establecidas específicamente en esta ley o en otros cuerpos legales.

Para los efectos de la aplicación de las sanciones a que se refiere el inciso anterior, las infracciones administrativas se clasifican en gravísimas, graves y

leves.

**Son infracciones gravísimas** los hechos, actos u omisiones que contravengan las disposiciones pertinentes y que alternativamente:

...

- 2) Hayan entregado información falseada o bien, hayan omitido información, que pueda afectar el normal funcionamiento del mercado o los procesos de regulación de precios, en los casos que la ley autoriza a la Superintendencia, la Comisión Nacional de Energía, el Ministerio de Energía o el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional para exigirla;
- 3) Hayan afectado a la generalidad de los usuarios o clientes abastecidos por el infractor, en forma significativa;
- 4) Hayan alterado la regularidad, continuidad, calidad o seguridad del servicio respectivo, más allá de los estándares permitidos por las normas y afecten a lo menos al 5% de los usuarios abastecidos por la infractora;

•••

6) Constituyan reiteración o reincidencia en infracciones calificadas como graves de acuerdo con este artículo.

**Son infracciones graves** los hechos, actos u omisiones que contravengan las disposiciones pertinentes y que alternativamente:

•••

- 2) Hayan causado daño a los bienes de un número significativo de usuarios:
- 3) Pongan en peligro la regularidad, continuidad, calidad o seguridad del servicio respectivo;



	6) Constituyan una negativa a entregar información en los casos que la ley autorice a la Superintendencia, la Comisión Nacional de Energía, el Ministerio de Energía o el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional para exigirla o bien, su entrega sea injustificadamente incompleta, errónea o tardía; 7) Conlleven alteración de los precios o de las cantidades suministradas, en perjuicio de los usuarios, u 8) Constituyan persistente reiteración de una misma infracción calificada como leve de acuerdo con este artículo.  Son infracciones leves los hechos, actos u omisiones que contravengan cualquier precepto obligatorio y que no constituyan infracción gravísima o grave, de acuerdo con lo previsto en los incisos anteriores.	
Respecto de los montos de las sanciones	Sin perjuicio de las sanciones que establezcan leyes especiales, las infracciones tipificadas precedentemente podrán ser sancionadas con:  1 Multa de hasta diez mil unidades tributarias anuales, revocación de autorización o licencia, comiso o clausura, tratándose de infracciones gravísimas, conforme a lo establecido en el artículo 15;  2 Multa de hasta cinco mil unidades tributarias anuales, revocación de autorización o licencia, comiso o clausura, tratándose de infracciones graves, de acuerdo con el artículo antes citado, y  3 Multa de hasta quinientas unidades tributarias anuales o amonestación por escrito, tratándose de infracciones leves.	Ley 18410, Art. 16A
Respecto al alcance y requisitos del concepto de	La SEC toma en consideración el artículo 45 del Código Civil <sup>5</sup> , y precisa los tres principios que, de manera copulativa, debe cumplir: exterioridad, imprevisibilidad, y carácter irresistible.  - Exterioridad del hecho: "El hecho eventualmente constitutivo de fuerza mayor o caso fortuito debe consistir en un hecho externo,	Res. Ex. N° 15704 de la SEC, Oct. 2016

\_

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Donde se define expresamente caso fortuito o fuerza mayor como: "Se llama fuerza mayor o caso fortuito el imprevisto a que no es posible resistir, como un naufragio, un terremoto, el apresamiento de enemigos, los actos de autoridad ejercidos por un funcionario público, etc."



# fuerza mayor o caso fortuito

absolutamente extraño a la voluntad del agente que lo reclama, es decir, que no haya contribuido en forma alguna a su ocurrencia. Lo anterior significa que no es posible alegar esta causal cuando es la propia empresa la que incide en su generación."

- Imprevisibilidad del hecho: "La imprevisibilidad apunta a la incapacidad técnica o profesional de la empresa de prever la ocurrencia del evento dentro de cálculos ordinarios o corrientes, por lo que estará impedida de disponer o preparar medios para evitar esa contingencia. Racionalmente, no existe manera de anticipar la ocurrencia o materialización del evento que se declara como fuerza mayor. Este requisito exige que las empresas ponderen la probabilidad de ocurrencia del evento, la que evidentemente estará asociada, entre otras consideraciones, a la frecuencia en la ocurrencia del mismo."
- Carácter irresistible del hecho: "La fuerza mayor o caso fortuito requiere la ocurrencia de un hecho imposible de ser resistido, lo que implica que la empresa que ha debido enfrentarlo no ha podido evitar su acaecimiento; y una vez desencadenado, no ha podido evitar sus consecuencias, incluso ejerciendo las medidas que racional y diligentemente cabía emplear al efecto, lo que a su vez impide cumplir con la obligación de servicio público eléctrico."

Respecto del procedimiento o metodología para presentar antecedentes en caso que una empresa distribuidora busque argumentar fuerza mayor o caso fortuito

La Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, fijada mediante Re. Ex. CNE N° 706 en diciembre de 2017, en el artículo 1-9, indica respecto de Fuerza Mayor:

"Las Empresas Distribuidoras deberán cumplir con las exigencias de Calidad del Servicio que establece la normativa vigente y serán responsables en caso de incumplimiento. Sin perjuicio de lo anterior, las Empresas Distribuidoras estarán eximidas de las sanciones asociadas a incumplimiento de ciertas exigencias de Calidad de Servicio, en aquellos casos en que los hechos sean atribuibles a Eventos calificados como Fuerza Mayor o Caso Fortuito por la Superintendencia.

Para calificar un evento como uno de Fuerza Mayor o Caso Fortuito, la Empresa Distribuidora deberá presentar los antecedentes que justifiquen dicha calificación, de acuerdo al procedimiento o metodología que establezca la Superintendencia para ello.

NT de Distribución, Art. 1-9



En caso de que la Superintendencia califique un evento como Fuerza Mayor o Caso Fortuito, ésta deberá indicar, al menos, las siguientes características respecto de dicho evento:

- 1. Naturaleza del Evento: Se deberá indicar la naturaleza del Evento, como por ejemplo, falla externa, falla interna, fenómeno de la naturaleza, daños a la infraestructura por terceros, entre otras.
- 2. Duración del Evento: Se deberá indicar el periodo de tiempo por el cual se extendió el evento calificado de Fuerza Mayor o Caso Fortuito y, asimismo, el periodo de tiempo por el cual se extendieron sus consecuencias.
- 3. Extensión Geográfica del Evento: Se debe indicar el área geográfica que fue afectada por el evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito y por sus consecuencias.
- 4. Alcance de la exención del cumplimiento de exigencias: Se deben indicar las exigencias respecto de las cuales la Empresa Distribuidora se exime o verá modificado su cumplimiento, y el periodo de tiempo durante el cual se extiende dicha exención o modificación en el cumplimiento.

#### 3. Discusión de Antecedentes

De la revisión del contexto regulatorio vigente se desprende que no existe un tratamiento para compensar a aquellos usuarios que reciben suministro a través de un intermediario, por ejemplo, en edificios o condominios (a través de remarcadores). Tampoco existe un tratamiento de compensaciones para usuarios que inyectan energía a la red.

En el diagnóstico desarrollado por el Ministerio de Energía se indica:

- Está pendiente revisar el mecanismo de multas, estableciendo criterios claros que permitan una aplicación adecuada, que sea transparente para todas las partes involucradas.
- Otro aspecto importante a considerar en el contexto de la calidad de servicio tiene relación con los mecanismos de sanciones y compensaciones diseñadas para dar señales adecuadas para impulsar la mejora en los niveles de cumplimiento de los estándares establecidos.



- El incumplimiento de los índices SAIDI<sup>6</sup> y SAIFI<sup>7</sup> permite sancionar a la empresa infractora a través de imposición de multas, el incumplimiento de los TIC<sup>8</sup> y FIC<sup>9</sup> origina la obligación para la empresa distribuidora responsable de compensar a los clientes y/o usuarios afectados.
- Cabe señalar que aunque en la Ley de Transmisión se incorporaron cambios en la regulación de compensaciones a los clientes finales, dichos cambios excluyeron expresamente las fallas ocurridas en instalaciones destinadas a prestar el servicio público de distribución, por lo que para este segmento se siguen aplicando las disposiciones sobre pago de compensaciones que estaban vigentes con anterioridad a la dictación de dicha ley.

La evaluación de inversiones en distribución que tiendan a mejorar los índices de confiabilidad, y por consiguiente, mejorar el desempeño de calidad y seguridad de suministro, está asociada a múltiples factores, como por ejemplo: requerimientos de calidad de servicio exigidos en la norma técnica, la tasa de descuento, el periodo de evaluación (número de años), múltiples costos y beneficios, y la certidumbre sobre la capacidad de rentabilizar la inversión. Entre los beneficios de realizar las inversiones mencionadas anteriormente se puede considerar el costo de la energía no vendida considerando el valor de las compensaciones. En este contexto, el nivel de compensaciones que se define en la regulación es un factor que afecta la evaluación de nuevas inversiones en distribución y fomenta su desarrollo, es decir, mayores compensaciones influencian decisiones de inversión para mejorar calidad y seguridad de suministro.

### 4. Alternativa Propuesta

Se presenta la siguiente opción de mejora regulatoria para compensaciones.

Se sugieren los siguientes aspectos:

**a.)** Consistencia regulatoria entre **compensaciones** aplicadas a interrupciones o suspensiones del suministro de energía eléctrica no autorizadas por indisponibilidad de instalaciones de distribución y las definiciones que se realizan en el estudio de costo de falla. Lo indicado anteriormente implica aumentar el monto de la compensación desde:

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> Índice de la duración promedio de la de las interrupciones del Sistema.

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> Índice de la frecuencia promedio de las interrupciones del Sistema.

<sup>&</sup>lt;sup>8</sup> Tiempo de Interrupciones a Clientes.

<sup>&</sup>lt;sup>9</sup> Frecuencia de Interrupciones a Clientes.



- El equivalente al duplo del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada a costo de racionamiento.

a:

- Para el caso de clientes regulados al equivalente de la energía no suministrada durante ese evento, valorizada al Costo de Falla de Corta Duración<sup>10</sup>.
- Para el caso de clientes libres al equivalente de la energía no suministrada durante ese evento, valorizada al Costo de Falla de Corta Duración.

En consistencia con definiciones realizadas en la Ley de Transmisión, también es crítico considerar una restricción que establezca un límite al monto anual de las compensaciones. En esta línea, como benchmark se sugiere considerar la misma práctica que se utiliza para compensaciones en transmisión, esto es que las compensaciones pagadas por una empresa no pueden superar por evento el 5% de sus ingresos regulados en el año calendario anterior para el segmento de transmisión respectivo. También se define un valor máximo de la compensación de veinte mil unidades tributarias anuales.

**b.)** Respecto de aquellas indisponibilidades de la red de distribución superiores a los límites máximos establecidos en la Norma Técnica de Distribución, se deberá compensar a usuarios que suministran electricidad a la red de distribución (pequeños medios de generación distribuidos, sistemas de almacenamiento distribuidos, etc). Para ello se deberá considerar los patrones de inyección histórica de dichos usuarios, la inyección en el instante anterior a la falla, y el régimen de precio de comercialización de energía y/o servicios complementarios (valorización a costo marginal, valorización a precio estabilizado, precio de nudo, o precio por prestación de servicios complementarios) según corresponda. La norma de distribución correspondiente definirá el proceso de cálculo de las compensaciones a usuarios que suministran electricidad a la red de distribución.

<sup>&</sup>lt;sup>10</sup> El Estudio de Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING y SSMM, desarrollado por Synex y Mercados Energéticos, en diciembre de 2015, para la CNE, indica:

<sup>&</sup>quot;El costo de falla de corta duración (CFCD), representa el costo unitario (por unidad no servida o bien por tiempo de interrupción) en que incurre un usuario por la falla intempestiva, sin preaviso, del bien o servicio que está recibiendo, normalmente a través de una red pública de suministro, en circunstancia que dicho bien o servicio es esencial y por su condición de tal se efectúa con un elevado grado de confiabilidad. El costo en que se incurre en estas circunstancias depende de la condición particular en que se encuentre el usuario, pero puede aseverarse que para el conjunto de los usuarios interrumpidos el costo asociado es muy elevado."

El estudio se encuentra disponible en la página web de la CNE, link: <a href="https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/12/Estudio-Costo-de-Falla-Final.rar">https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/12/Estudio-Costo-de-Falla-Final.rar</a>

De acuerdo a la Res. Ex. CNE N° 195 del 27 de febrero de 2019, el costo de falla de corta duración para el Sistema Eléctrico Nacional es 13,50 US\$/kWh.



- **c.)** Respecto de la necesidad de elaborar un Informe de Estudio de Análisis de Falla. Se sugiere definir en qué casos se debe elaborar un informe de estudio de análisis de falla y el responsable de elaborar dicho informe. Por ejemplo:
  - Para fallas de bajo impacto, no recurrentes, se deberá elaborar un reporte de falla. El reporte será elaborado por la empresa distribuidora.
  - Para fallas de alto impacto, no recurrentes, se deberá elaborar un informe de falla. El informe será elaborado por:
    - Opción 1: La empresa distribuidora. Desventaja: No es un ente independiente para el problema que se está analizando. Se puede mitigar el riesgo indicando que el informe debe ser verificado y validado por un agente independiente.
    - Opción 2: La Superintendencia. Desventaja: Acceso a información puede introducir demoras al proceso.
  - Para fallas de bajo impacto, recurrentes, se deberá elaborar un informe de falla que analice las fallas recurrentes. El informe será elaborado por:
    - Opción 1: La empresa distribuidora. Desventaja: No es un ente independiente para el problema que se está analizando. Se puede mitigar el riesgo indicando que el informe debe ser verificado y validado por un agente independiente.
    - Opción 2: La Superintendencia. Desventaja: Acceso a información puede introducir demoras al proceso.

Para el caso del segmento de transmisión, el responsable de elaborar un Estudio de Análisis de Falla es el Coordinador, que es un ente independiente que tiene visibilidad a la información de la operación del sistema eléctrico (pero no tiene visibilidad de la operación a nivel de distribución; para limitar complejidad del Coordinador se sugiere que se mantenga esa condición).

El informe de falla debe contener al menos el origen de la falla, sus efectos, las razones de propagación (si corresponde), los planes de recuperación, las conclusiones técnicas respecto a las causas del respectivo evento o falla, y los eventuales responsables. La Superintendencia podrá definir el formato y los demás contenidos del referido Informe. Las empresas distribuidoras podrán presentar a la Superintendencia observaciones al informe de falla y acompañar los antecedentes que estimen pertinentes en un plazo acotado.

En caso de que en el informe de falla se argumente fuerza mayor, se deberá fundamentar los aspectos que derivan en dicha calificación. Se debe tener en consideración lo indicado en los literales i) e j) más adelante en este documento.



- **d.)** Una vez finalizado el informe de falla, la Superintendencia debe determinar si procede el pago de compensaciones en un plazo acotado. Si procede, la Superintendencia deberá instruir a las empresas distribuidoras de los usuarios afectados su pago en la facturación más próxima, o en aquella que determine la Superintendencia. Entre los usuarios afectados no solo se debe considerar consumidores (con y sin inyecciones), sino también otros usuarios como PMGDs, sistemas de almacenamiento, etc.
- **e.)** Una vez efectuado el pago, las empresas distribuidoras podrán reclamar ante la Superintendencia la improcedencia de su obligación de pago. Se debe definir un mecanismo de resolución de controversias.
- **f.)** Respecto del fortalecimiento del rol de la Superintendencia, actualmente se tiene: la Superintendencia **podrá** amonestar, multar, e incluso recomendar la aplicación de la medida contemplada en el artículo 146°, si la calidad de servicio de una empresa es reiteradamente deficiente (LGSE, Art. 145° y DS 327, Art. 224). Se sugiere reemplazar el "podrá" por "deberá".
- **g.)** Respecto de otras medidas y el rol del Ministerio de Energía, actualmente se tiene: Si la explotación de un servicio público de distribución fuera en **extremo deficiente**, a causa de su mala calidad u otras circunstancias que hicieran inaprovechables los servicios, según las normas expresas que establezcan previamente los reglamentos, el Ministerio de Energía **podrá** autorizar a la Superintendencia para tomar las medidas necesarias a expensas del concesionario para asegurar provisionalmente el servicio (LGSE, Art. 146°). Se sugiere:
  - Dar una mayor definición al calificativo: explotación de un servicio público de distribución en extremo deficiente.
  - Reemplazar el "podrá" por "deberá".
- h.) Respecto del monto de las sanciones. La Ley 18410, Art. 16A, establece un monto máximo de diez mil unidades tributarias anuales para infracciones gravísimas. Tomando como referencia definiciones realizadas en la ley de transmisión, se sugiere aumentar a veinte mil unidades tributarias anuales. Consecuentemente, se sugiere aumentar el límite de las sanciones a infracciones graves e infracciones leves a diez mil y mil unidades tributarias anuales respectivamente.
- **i.)** Se sugiere explicitar en la ley los tres principios que, de manera copulativa, debe cumplir una interrupción o falla que se busque declarar como fuerza mayor: exterioridad del hecho, imprevisibilidad del hecho, y carácter irresistible del hecho.
- **j.)** Se sugiere dar más visibilidad al procedimiento o metodología que establece la Superintendencia para que una empresa distribuidora pueda argumentar caso fortuito o fuerza mayor.

Otra opción es no realizar modificaciones al esquema de compensaciones y multas, ya sea en la magnitud de las compensaciones y multas, como los procesos asociados a su definición. Se considera que esa alternativa no es deseable por los siguientes motivos:



- Elementos levantados durante el diagnóstico realizado por el Ministerio de Energía (detalles en sección 3).
- El nivel de compensaciones que se define en la regulación es un factor que afecta la evaluación de nuevas inversiones en distribución y fomenta su desarrollo, es decir, mayores compensaciones influencian decisiones de inversión para mejorar calidad y seguridad de suministro.

### 5. Revisión de Experiencia Internacional

Por el momento se cuenta con los siguientes antecedentes de la revisión internacional (Informe de Avance\_ Propuesta Conceptual Inicial ISCI, diciembre 2018):

- Ofgem: "Los incentivos para mejora de calidad de servicio son establecidos en conjunto con importantes multas y/o compensación a consumidores por no cumplimiento de estándares mínimo definido en los códigos y normas del segmento."
- Australia: "En el caso de cumplimiento o incumplimiento de los estándares de calidad de servicio, se aplica un mecanismo de incentivo. El mecanismo establece un porcentaje de premio (5%) o multa (-5%), aplicado por sobre el ingreso del negocio de distribución"
- General: "Tanto Reino Unido como Australia establecen mecanismos de incentivo y multa por cumplimiento de objetivos de CI y CMI definidos en el esquema de control de precios vigente. California actualmente estudia la implementación de mecanismos de incentivo similares a Reino Unido para métricas de calidad de servicio."



# **MEMO #10**

Inodú Eliodoro Yáñez 2876, Oficina 301 Providencia, Santiago Chile Teléfono +56 2 2502 0626

Fecha: 12 de marzo, 2019

Referencia: Definición de tarifas en distribución.

# 1. Objetivo

El objetivo de esta ficha es presentar una propuesta de modificación de la regulación vigente, en caso que corresponda, para la definición de tarifas de distribución que permitan cumplir los desafíos identificados en el diagnóstico desarrollado por el Ministerio de Energía.

Uno de los elementos centrales identificados en el diagnóstico realizado por el Ministerio de Energía tiene relación con el desacople de ingresos de la distribuidora de las ventas de energía y una adecuación a un nuevo contexto donde consumidores más empoderados tendrán la capacidad de controlar el consumo y la potencia que demandan de la red de distribución.

Este Memo complementa la información enviada a ISCI el 21 de enero de 2019.



### 2. Contexto Actual

Los requerimientos regulatorios definidos en Decreto con Fuerza de Ley N° 4¹, en adelante DFL 4 o LGSE, el Decreto 327², en adelante DS 327, respecto de tarifas de distribución se sintetizan en la Tabla 1.

Tabla 1: Requerimientos regulatorios relevantes.

Definición	Descripción	Regulación Vigente
Estructura de precios a nivel de distribución	La estructura de los precios a nivel de distribución considerará los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, los cargos señalados en los artículos 115°, 116° y 212°-13". y el valor agregado por concepto de costos de distribución, adicionándolos a través de fórmulas que representen una combinación de dichos valores, de tal modo que el precio resultante de suministro corresponda al costo de la utilización por parte del usuario de los recursos a nivel producción transporte y distribución empleados.	DFL 4, Art. 181°
Cargo preliminar asociado al valor agregado por concepto de costos de distribución	Con los valores agregados resultantes del artículo precedente y los precios de nudo que correspondan, la Comisión estructurará un conjunto de tarifas básicas preliminares, de acuerdo al criterio expresado en el artículo 181° de la presente ley.  Deberán existir tantas tarifas básicas como empresas y sectores de distribución de cada empresa se hayan definido.	DFL 4, Art. 185°
Factores a considerar en	Con los valores agregados resultantes del artículo precedentes y los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, la Comisión estructurará un conjunto de tarifas básicas preliminares, adicionándolos a través de fórmulas que	DS 327, Art. 300

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Del Ministerio de Minería, que fija el reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (1998).



las fórmulas tarifarias	representen una combinación de dichos valores, de tal modo que el precio resultante de suministro corresponda al costo de utilización por parte del usuario de los recursos a nivel de producción-transporte y distribución empleados.	
	Deberán existir tantas tarifas básicas como empresas y sectores de distribución de cada empresa se hayan definido.	
	Las fórmulas tarifarias podrán considerar factores de coincidencia y horas de utilización de la potencia, que reflejen la diversidad de la demanda de potencia de los clientes de tarifas binominales y de los clientes de tarifa simple de energía, respectivamente. Las horas de utilización de potencia y los factores de coincidencia deberán estar debidamente fundados.	
Posible ajuste al cargo preliminar asociado al valor agregado por concepto de costos de distribución	Si las tarifas básicas preliminares así determinadas, permiten al conjunto agregado de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias obtener una tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades, que no difiera en más de cuatro puntos de la tasa de actualización definida en el artículo 182°, los valores agregados ponderados que les dan origen serán aceptados. En caso contrario, los valores deberán ser ajustados proporcionalmente de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior. <sup>3</sup>	DFL 4, Art. 185°
Sobre estructuración	Con los valores agregados definitivos, calculados según el procedimiento del artículo 186° precedente, <b>la Comisión estructurará</b>	DFL 4, Art- 187°

\_

La Re. Ex. CNE N° 371, de 14 de julio de 2017, reemplazó a la Re. Ex. CNE N° 753 mencionada anteriormente.

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> En la Re. Ex. CNE N° 753, del 3 de noviembre de 2016, que aprueba el Informe Técnico "Fijación de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución Cuadrienio Noviembre 2016 – Noviembre 2020" se indica:

<sup>&</sup>quot;La estructuración de fórmulas tarifarias preliminares considera la definición de las estructuras propiamente tales, así como la asignación de los diferentes parámetros que determinan el nivel final de la tarifa. En esta oportunidad se mantuvieron las estructuras tarifarias definidas en el Decreto Nº 1T... La determinación de los parámetros consideró un ajuste en las horas de uso, factores de coincidencia, factores de asignación de costos sectorizados (FSTCD y FSTCF) y factores de economía de escala, en conformidad con lo establecido en el artículo 185º de la Ley y 295 del Decreto Nº 327. Asimismo, se actualiza el conjunto de parámetros de modulación y recargo para reflejar las diferencias de costos relativos por concepto de suministro subterráneo en sectores con esa modalidad de abastecimiento."



de fórmulas indexadas que expresan las tarifas	fórmulas indexadas que expresarán las tarifas en función de los precios de nudo y de los índices de precio de los principales insumos de la distribución. La Comisión estructurará tantas fórmulas como empresas y sectores de distribución en cada empresa se hayan definido. Estas fórmulas tendrán un período de validez de cuatro años a no ser que en el intertanto se produjere una variación acumulada del índice General de Precios al Consumidor superior al cien por ciento, o bien que la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades para el conjunto de todas las empresas distribuidoras, calculado según el procedimiento descrito en el artículo 185° precedente, difiera en más de cinco puntos de la tasa de actualización definida en el artículo 182°. En estos casos la Comisión deberá efectuar un nuevo estudio, salvo que las empresas concesionarias de distribución de servicio público y la Comisión acuerden unánimemente ajustar la fórmula original. En el caso de efectuarse un reestudio, éste tendrá vigencia hasta completar el período de cuatro años. Adicionalmente, si antes del término del período de cuatro años de vigencia de las fórmulas, hay acuerdo unánime entre las empresas y la Comisión para efectuar un nuevo estudio de tarifas, éste podrá efectuarse y las fórmulas resultantes tendrán vigencia hasta el término del período en cuestión.	
Sobre la oportunidad en que la CNE informa al Ministerio las fórmulas tarifarias	Antes de quince días del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias, la Comisión informará al Ministerio de Energía las fórmulas tarifarias para el periodo siguiente, acompañadas de un informe técnico.	DFL 4, Art. 189°
Publicación de las tarifas por parte del Ministerio de Energía	El Ministerio de Energía, fijará las fórmulas tarifarias de acuerdo a lo establecido en el artículo 151°, mediante publicación en el Diario Oficial antes del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias anteriores.  A más tardar, dentro de los treinta días siguientes a la publicación del respectivo decreto tarifario, la Comisión deberá hacer públicos, por un medio electrónico, los contenidos básicos de los estudios de costos de la	DFL 4, Art. 190°



	Comisión y de las empresas, así como todos los antecedentes relevantes del proceso de fijación de tarifas de distribución. Asimismo, deberán quedar a disposición y de acceso público los estudios de costos que sirvieron de base a las tarifas y todos los antecedentes del proceso.	
	Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad estarán obligados a prestar el servicio de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones de distribución, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas, en las condiciones técnicas y de seguridad que se establezcan, para que terceros den suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión.	
Peajes de	El Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, fijará estos peajes con ocasión de la fijación de tarifas de distribución correspondiente. El reglamento establecerá el procedimiento para la fijación y aplicación de dichos peajes.	DFL 4, Art.
distribución	El peaje debe ser igual al valor agregado de distribución vigente en la zona en que se encuentra el usuario, dentro de la respectiva área típica, ajustado de modo tal que si los clientes no regulados adquirieran su potencia y energía a los precios de nudo considerados para establecer la tarifa de los clientes sometidos a regulación de precios de la concesionaria de servicio público de distribución en la zona correspondiente, el precio final resultará igual al que pagarían si se les aplicara las tarifas fijadas a la referida concesionaria en dicha zona.	120°
	Serán aplicables a este servicio las disposiciones establecidas en los artículos 126°, en lo referente a la garantía para caucionar potencias superiores a 10 kilowatts, 141° y 225°, letra q).	
Suministros no	- <b>Cuando se trate de servicio por menos de 12 meses</b> (independiente de la potencia conectada del cliente).	DEI 4 4
sujetos a regulación de precios	- Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kilowatts. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. El cambio de opción	DFL 4, Art. 147°



	deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.	
	El Ministerio de Energía podrá rebajar el límite de 500 kilowatts indicado en esta letra, previo informe del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.	
	- Cuando se trate de calidades especiales de servicio por sobre los estándares que se establezcan a los precios fijados.	
	- Cuando el momento de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior a 20 megawatts-kilómetro.	
Respecto de la empresa suministradora	Para efectos de lo establecido en el presente decreto, se entenderá por empresa suministradora a cualquier generadora o distribuidora que dé suministro de energía y potencia a un cliente no sujeto a regulación de precios haciendo uso de las instalaciones de una empresa concesionaria de servicio público de distribución.	Decreto 4T <sup>4</sup> , Sección 3 (2018)
Medición y facturación de peajes de distribución	Para los efectos de la facturación por concepto de peajes de distribución, corresponderá a la empresa concesionaria de distribución efectuar a su costo las mediciones del consumo de energía y de potencia del cliente no sujeto a regulación de precios, conforme a la opción tarifaria de peaje que corresponda. La empresa concesionaria deberá emitir la factura o boleta de peajes respectiva, a quienes transporten electricidad y hagan uso de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias para el suministro a usuarios no sujetos a regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión.  La factura o boleta, según corresponda, deberá identificar separadamente:  a) La demanda máxima de potencia leída que corresponda;	Decreto 4T, Sección 10 (2018)

\_

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> del Ministerio de Energía (D.S. 4/2018) que "Fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten las empresas concesionarias de servicio público de distribución de electricidad que se indican"



b	) La eneraía	activa v	reactiva r	consumida;
- 0	Lu Chichgia	uctivu y	reactiva	consumua,

- c) Los cargos respectivos; y
- d) Los descuentos y recargos aplicables conforme a este decreto.

Asimismo, a efectos de lo señalado en el numeral 11 del presente decreto, con ocasión de la emisión de la facturación por concepto de peaje de distribución, la empresa concesionaria de distribución deberá enviar a quienes transporten electricidad y hagan uso de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias para el suministro a usuarios no sujetos a regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión y al Coordinador, lo siguiente:

- . Un registro de las unidades físicas (energía, demanda máxima de potencia leída y facturada); y
- . La identificación de la subestación de distribución primaria que alimenta al cliente no sujeto a regulación de precios.

Quienes transporten electricidad y hagan uso de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias para el suministro a usuarios no sujetos a regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión deberán pagar a la concesionaria respectiva el peaje de distribución que corresponda, dentro del plazo señalado en la respectiva boleta o factura. Dicho plazo no podrá ser inferior a 10 días contados desde la fecha de despacho de la factura o boleta.

# Suspensión de servicio de transporte

La empresa concesionaria podrá suspender el suministro en caso de que el servicio de transporte se encuentre impago, previa notificación al usuario, con al menos 5 días de anticipación. Este derecho sólo podrá ejercerse después de haber transcurrido 45 días desde el vencimiento de la primera boleta o factura impaga.

Decreto 4T, Sección 13 (2018)

...

Durante el período en que el servicio esté suspendido, serán de cargo de la empresa suministradora todos los cargos fijos y las costas del cobro de los peajes insolutos, de acuerdo con la opción tarifaria de peaje de distribución que se encuentre vigente.



Cargo por potencia remanente	Para el caso de suministros no sujetos a fijación de precios no será aplicable el cobro por potencia remanente, sin embargo, deberán realizarse los descuentos señalados en el numeral 11. precedente.	Decreto 4T, Sección 12 (2018)
Suspensión de suministro	En caso de peajes de suministro impagos, la empresa concesionaria deberá comunicar el hecho al Coordinador para que éste adopte las medidas correspondientes de acuerdo a la normativa vigente.	Decreto 4T, Sección 14 (2018)
Conexión del servicio	Cualquier cliente o usuario no sujeto a regulación de precios conectado a las instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, deberá establecer un contrato de suministro eléctrico, pudiendo ser establecido con un proveedor distinto a dicha empresa concesionaria. Para estos efectos, deberá notificar a la empresa concesionaria mediante una carta suscrita por el representante legal del cliente, acreditando dominio sobre el inmueble o instalaciones que recibirá suministro eléctrico por parte de terceros que harán uso de las instalaciones de distribución de la empresa concesionaria, indicando la fecha de inicio del suministro, la opción tarifaria de peaje de distribución en alta o baja tensión según corresponda y demás condiciones necesarias para la provisión del servicio. Asimismo, deberá adjuntar un documento firmado por el representante legal de la empresa suministradora, que acredite la existencia del contrato de suministro. Copia de los antecedentes mencionados deberán ser remitidos por la empresa suministradora respectiva al Coordinador	Decreto 4T, Sección 16 (2018)

De lo indicado anteriormente están fuera del ámbito de revisión del estudio los siguientes aspectos:

- El pago por concepto de precio de nudo de largo plazo: Asociado a precios adjudicados en licitaciones reguladas.
- El pago indicado en el artículo 115: Asociado al pago por transmisión.
- El pago indicado en el artículo 116: Asociado al pago por polos de desarrollo.
- El pago indicado en el artículo 212-13: Asociado al pago del cargo por servicio público.



#### 3. Discusión de Antecedentes

En el diagnóstico desarrollado por el Ministerio de Energía se indica:

- La tarifa es volumétrica por lo que los costos determinados se recaudan proporcionalmente a la energía consumida;
- Aunque existen más de 15 tarifas disponibles para los clientes en la práctica la tarifa BT1 es la que más se utiliza<sup>5</sup>;
- Las estructuras tarifarias vigentes sólo contemplan el uso de la red desde la perspectiva del consumo eléctrico, no considerando otras formas de uso, en particular aquellas en que existen inyecciones de energía hacia el sistema de distribución;
- Si bien a través del proceso de fijación de tarifas noviembre 2016 noviembre 2020 se incorporaron nuevas opciones en la estructura tarifaria, hoy los consumidores ven una limitada variedad de opciones, concentrándose el consumo principalmente en algunas;
- 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; entre otros.
- Las empresas distribuidoras no cuentan con señales o incentivos adecuados para participar y promover actividades como eficiencia energética y generación distribuida;

Los análisis tradicionales de la posible reacción de los consumidores (libres y regulados) a las tarifas de electricidad asumen una baja sensibilidad al precio y una falta de alternativas a la conexión a la red de distribución. Este supuesto está cambiando rápidamente con la disponibilidad de dos alternativas tecnológicas: 1.) generación solar fotovoltaica detrás del medidor para permitir a los consumidores autoproducir energía eléctrica durante el día, y 2.) sistemas de almacenamiento (baterías) para permitir a los clientes definir parámetros de consumo y demanda máxima. La disponibilidad y el costo futuro de estas tecnologías interactuará de manera estratégica con la estructura de las tarifas eléctricas que perciba el cliente.

En este contexto, se pueden establecer distintos tipos de tarifas, estructuradas en función de:

- Tarifas volumétricas con net-metering.
- Tarifas volumétricas tanto para inyecciones como para retiros de la red, se aplica medición bidireccional para contabilizar retiros e inyecciones.

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Es importante notar que no todas las tarifas son alternativas para un mismo usuario.



Tarifas de distribución basada en cargo por capacidad basado en demanda máxima.

Bajo un contexto de usuarios más empoderados, con costos de generación fotovoltaica y sistemas de almacenamiento que permiten ejercer la opción de controlar los parámetros de consumo y demanda que realizan de la red, un esquema de tarifa volumétrica net-metering puede crear desafíos importantes de equidad para los clientes que no puedan adoptar sistemas de generación solar y/o sistemas de almacenamiento, y puede ser considerado un subsidio implícito para la adopción de estas nuevas tecnologías. Dependiendo de los costos de estas nuevas tecnologías, incluso un sistema de tarificación basado en cargos por capacidad que dependan de la demanda máxima del cliente puede distorsionar las decisiones de inversión de los usuarios, sobre todo si se sobre valoriza el costo asociado a la demanda máxima de los clientes.

Estudios desarrollados por Florence School of Regulation (FSR) han indicado que en un contexto de usuarios más empoderados, evitar un esquema de net-metering y utilizar un esquema de tarifas volumétricas diferenciadas para inyecciones y retiros<sup>6</sup> es la mejor alternativa bajo los principios de equidad y eficiencia; de hecho, se determinó que es la mejor alternativa en un contexto en que los clientes de la red de distribución tienen un comportamiento no colaborativo. Además. se indicó que las señales para decisiones de inversión se mantienen menos distorsionadas y los costos hundidos serían compartidos de manera más equitativa entre los distintos usuarios. De acuerdo a FSR la conclusión indicada anteriormente podría cambiar si la red de distribución se encuentra en expansión por incrementos significativos de demanda<sup>7</sup>.

En este contexto, el regulador enfrenta una tensión importante entre los siguientes objetivos:

- Desacoplar los ingresos de la distribuidora de las ventas de energía para fomentar el desarrollo de medidas de eficiencia energética por parte de la distribuidora,
- Desacoplar los ingresos de la distribuidora de las ventas de energía para disminuir riesgo a la empresa distribuidora,
- Mantener señales de precio que permitan mantener principios de eficiencia y equidad tarifaria en un contexto donde los consumidores estarán cada vez más empoderados y podrán controlar su consumo y demanda.

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> Se aplica medición bidireccional para contabilizar retiros e inyecciones.

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> Más información en: "Future-proof tariff design: recovering sunk grid costs in a world where consumers are pushing back," Tim Schittekatte, Ilan Momber and Leonardo Meeus (2017).



## 4. Tarifas de Distribución bajo la Regulación Vigente

Actualmente, la autoridad tiene amplia flexibilidad para definir las tarifas de distribución. En el Decreto 11T<sup>8</sup> se definieron diversas opciones tarifarias. El uso de las tarifas está condicionado por el tipo de cliente y la infraestructura de medición instalada. Es crítico notar que los medidores convencionales serán reemplazados por medidores inteligentes en un plazo de 7 años, lo que cambiará el uso, y posiblemente también la definición, de tarifas.

A continuación, se sintetizan las diversas opciones tarifarias definidas en el Decreto 11T.

- 1. **Tarifas destinadas a usuarios residenciales**: Usuarios (personas naturales o sucesión hereditaria) con demanda menor a 10 kW, o con un limitador de potencia para cumplir dicha condición.
  - 1.1. **Tarifa BT1a**: Aplicable a los clientes cuya demanda máxima anual de consumos se produce en meses en que se han definido horas de punta. Esta es una de las opciones más utilizadas. La tarifa es volumétrica. La siguiente tabla indica algunos aspectos de interés.

Cargo	Unidad	Comentario
Cargo fijo mensual	\$/mes	-
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	-
Cargo por servicio público	\$/kWh	-
Cargo por energía	\$/kWh	Considera las pérdidas de energía en media tensión y baja tensión.
Cargo por compras de potencia	\$/kWh	Considera las pérdidas de potencia en media tensión y baja tensión. Además, considera el número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema.
Cargo por potencia base en su componente de distribución	\$/kWh	Entre otros factores, considera el número de horas de uso para el cálculo de la

<sup>&</sup>lt;sup>8</sup> Decreto Num. 11T: Que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican. Ministerio de Energía. 4 de noviembre de 2016.

El Decreto Num. 11T fue actualizado por el Decreto Supremo N° 5T, de 2018, del Ministerio de Energía.



		potencia base coincidente con la punta del sistema de distribución
Cargo por potencia adicional de invierno en su componente de compras de potencia	\$/kWh	Entre otros factores, considera un factor de invierno y el número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema.
Cargo por potencia adicional de invierno en su componente de distribución	\$/kWh	Entre otros factores, considera el número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema de distribución.

- 1.2. **Tarifa BT1b**: Aplicable a los clientes cuya demanda máxima anual se produce en meses en que no se hayan definido horas de punta y cuyo *Factor de Clasificación*<sup>9</sup> sea superior a 2,5. Esta es una de las opciones más utilizadas. La tarifa es volumétrica.
- 1.3. Tarifa TRBT2: Opción de tarifa en baja tensión para clientes residenciales con al menos medición de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior. Para clientes con potencia conectada inferior o igual a 10 kW o aquellos clientes que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición.
- 1.4. **Tarifa TRBT3**: Opción para clientes con medidor con resolución cada 15 minutos o inferior de la demanda máxima de potencia en horas de punta, demanda máxima de potencia suministrada. Para clientes (personas naturales o sucesión hereditaria) con potencia conectada mayor a 10 kW. A modo de ejemplo, a continuación, se ilustra la estructura de la tarifa TRBT3. La tarifa separa completamente los cargos de distribución y no los asocia a ventas de energía (destacado en color rojo).

Cargo	Unidad	Comentario
Cargo fijo mensual	\$/mes	-
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	-

<sup>&</sup>lt;sup>9</sup> Relaciona los consumos de energía promedio de los meses de enero y febrero del año en curso, con los consumos promedios de los diez meses inmediatamente anteriores.



Cargo por servicio público	\$/kWh	-
Cargo por energía	\$/kWh	Considera las pérdidas de energía en media tensión y baja tensión.
Cargo por compras de potencia	\$/kW/mes	Entre otros factores considera el factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución	\$/kW/mes	Se considera un factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución, un factor de coincidencia en baja tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta, costo de distribución sectorizado en alta y baja tensión, el factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión en horas de máxima utilización del sistema de distribución.
Cargo por demanda máxima por potencia suministrada, en su componente de distribución	\$/kW/mes	Entre otros, se considera un factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión en horas de máxima utilización del sistema de distribución, un factor de coincidencia en baja tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.

- 1.5. **Tarifa TRAT1**: Opción para clientes residenciales en alta tensión con al menos medición de energía cuya demanda máxima anual es menor a 10 kW, o con un limitador de potencia para cumplir dicha condición.
- 1.6. **Tarifa TRAT2**: Opción de tarifa en alta tensión para clientes residenciales con al menos medición de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior. Sólo pueden optar a esta opción para clientes residenciales en alta tensión cuya demanda máxima anual es menor a 10 kW.
- 1.7. **Tarifa TRAT3**: Opción para clientes (personas naturales o sucesión hereditaria) en alta tensión con medidor con resolución cada 15 minutos o inferior de la demanda máxima de potencia en horas de punta, demanda máxima de potencia suministrada. Para clientes residenciales en alta



tensión cuya demanda máxima anual es mayor a 10 kW. A modo de ejemplo, a continuación, se ilustra la estructura de la tarifa TRAT3 (más información en DS 11T 2016). La tarifa separa completamente los cargos de distribución y no los asocia a ventas de energía (destacado en color rojo).

Cargo	Unidad	Fórmula
Cargo fijo mensual	\$/mes	-
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	-
Cargo por servicio público	\$/kWh	-
Cargo por energía	\$/kWh	Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión.
Cargo por compras de potencia	\$/kW/mes	Considera factor de ajuste de potencia, factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión, en horas de punta del sistema eléctrico, y un factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución	\$/kW/mes	Considera un factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución, un costo de distribución sectorizado en alta tensión, y un factor de coincidencia en alta tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.
Cargo por demanda máxima por potencia suministrada, en su componente de distribución	\$/kW/mes	Considera un factor de coincidencia en alta tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta y un costo de distribución sectorizado en alta tensión.

- 2. **Tarifa BT2**: Opción de tarifa en baja tensión con potencia contratada. Para clientes con medidor simple de energía y potencia contratada.
- 3. **Tarifa BT3**: Opción de tarifa en baja tensión con demanda máxima leída, para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída.



#### 4. Tarifas BT4:

- 4.1. **Tarifa BT4.1**: Opción de tarifa horaria en baja tensión. Para clientes con medidor simple de energía, demanda máxima contratada y demanda máxima contratada en horas de punta del sistema eléctrico.
- 4.2. **Tarifa BT4.2**: Opción de tarifa horaria en baja tensión, para clientes con medidor simple de energía, demanda máxima contratada y demanda máxima leída en horas de punta del sistema eléctrico.
- 4.3. **Tarifa BT4.3**: Opción de tarifa horaria en baja tensión, para clientes con medidor simple de energía, demanda máxima suministrada y demanda máxima leída en horas de punta del sistema eléctrico.
- 5. **Tarifa BT5**: Opción tarifaria en baja tensión para suministros no residenciales con medidor con resolución cada 15 minutos de la demanda máxima de potencia en horas de punta, demanda máxima de potencia suministrada.
- 6. **Tarifa AT2**: Opción de tarifa en alta tensión con potencia contratada. Para clientes con medidor simple de energía y potencia contratada.
- 7. **Tarifa AT3**: Opción de tarifa en alta tensión con demanda máxima leída. Para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída.

#### 8. Tarifa AT4:

- 8.1. **Tarifa AT4.1**: Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.
- 8.2. **Tarifa AT4.2**: Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.
- 8.3. **Tarifa AT4.3**: Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada. A modo de ejemplo, a continuación, se ilustra la estructura de la tarifa AT4.3 (más información en DS 11T 2016). La tarifa podría separar de mejor forma los cargos por potencia de los cargos por demanda, en su componente de distribución (destacado en color rojo). Lo indicado anteriormente ya se realiza para la tarifa TRAT3.



Cargo	Unidad	Fórmula
Cargo fijo mensual	\$/mes	-
Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	-
Cargo por servicio público	\$/kWh	-
Cargo por energía	\$/kWh	Considera un factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión.
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada	\$/kW/mes	Considera un factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución y un costo de distribución sectorizado en alta tensión.
Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta	\$/kW/mes	Considera un factor de ajuste de potencia, un factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión, en horas de punta del sistema eléctrico, un factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema, un factor de coincidencia en alta tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta, y el costo de distribución sectorizado en alta tensión.

- 9. **Tarifa AT5**: Opción tarifaria en alta tensión para suministros no residenciales con al menos medición de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior
- 10. **Tarifas flexibles reguladas**: Cada empresa podrá ofrecer opciones tarifarias adicionales, en adelante tarifas flexibles reguladas (TFR), bajo las condiciones siguientes:
  - Las características y condiciones de aplicación de las TFR deberán estar permanentemente publicadas tanto en oficinas comerciales como en el sitio de dominio electrónico de la empresa, sin que esas características o condiciones puedan significar discriminación alguna, sin perjuicio de la diferenciación por perfiles de consumos asociados a comportamientos horarios que pudiesen realizarse, debiendo dichas TFR estar disponibles para cualquier cliente que, cumpliendo las exigencias técnicas que para cada caso se establezcan, las solicite y acepte someterse a las limitaciones y condiciones de aplicación de las mismas.



- Cada 12 meses de vigencia de las TFR, la empresa deberá verificar e informar a cada cliente que se encuentre acogido a una TFR, en la boleta o factura siguiente o bien mediante comunicación independiente que deberá entregar junto a dicha boleta o factura, la comparación entre la facturación de los últimos 12 meses con la TFR y la que el cliente hubiese percibido con la opción tarifaria de referencia, para el mismo consumo. Si se verificare que la facturación con TFR es superior a la de la opción tarifaria de referencia, a partir del mes siguiente la empresa deberá facturar los consumos del cliente con la opción tarifaria de referencia, a menos que expresamente este último le señale lo contrario. Por opción tarifaria de referencia se entenderá la tarifa que tenía el cliente al momento de optar a una TFR, cuando se trate de un cliente preexistente, o bien, a la opción tarifaria de las indicadas en el numeral 3 siguiente que signifique la menor facturación posible durante el año inmediatamente anterior, cuando se trate de un cliente que fue inicialmente incorporado como tal con una opción TFR. Para la determinación de la menor facturación posible, deberá considerarse la tecnología de medición de la TFR contratada y utilizarse los registros de consumo medidos bajo la opción TFR.
- En cualquier momento el cliente podrá elegir una nueva tarifa, ya sea TFR o de aquellas establecidas en el numeral 3 siguiente. Con excepción de los pagos remanentes por concepto de potencia que el cliente hubiese pactado con la empresa, el término de un acuerdo o convenio de TFR no deberá significar ningún tipo de costo o aporte de responsabilidad del cliente, ni podrá imponerse a este último una formalidad o condición para dicho término que sea más gravoso que las formalidades o condiciones que se le exigieron al momento de la elección de la TFR a la que está dando término.
- 11. **Opción de reconocimiento horario de costos asociados al suministro**: Sin perjuicio de las opciones tarifarias señaladas precedentemente, los suministros que cuenten con medidor con resolución cada 15 minutos o inferior, y memoria masa para el registro de energía, de la demanda máxima de potencia en horas de punta, demanda máxima de potencia suministrada, podrán optar individual o colectivamente al pago por su aporte conjunto de potencia a la demanda máxima en horas de punta de la empresa distribuidora.

## 5. Peajes de Distribución

Respecto a los peajes de distribución, en la Re. Ex. CNE N° 614, del 31 de octubre de 2017, que aprueba el informe técnico "fijación de peajes de distribución," se indica<sup>10</sup>:

<sup>&</sup>lt;sup>10</sup> El decreto de peajes actualmente vigente es el Decreto Supremo N° 4T, de 2018, del Ministerio de Energía (D.S. 4/2018) que "Fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten las empresas concesionarias de servicio público de distribución de electricidad que se indican".



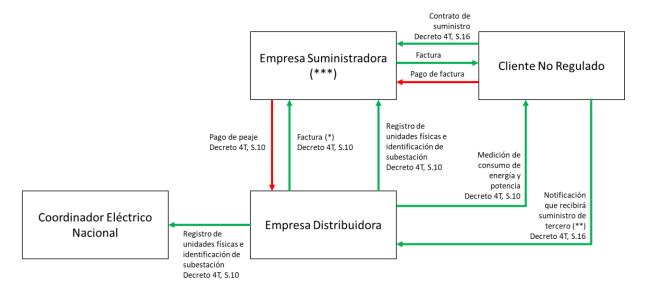
- Se cautela que los peajes de distribución no generen costos de acceso a la red de distribución que sean discriminatorios entre clientes no regulados y clientes regulados. Por lo tanto, el peaje de distribución, que en esencia es el VAD, es ajustado para reflejar un costo de distribución regulado que resulte igual para clientes no regulados y para clientes finales sometidos a regulación de precios.
- El distribuidor es quien efectúa las mediciones de consumo a los clientes sujetos de peaje, puesto que la prestación del servicio de transporte requiere que el distribuidor mantenga registros del consumo de aquellos.
- Existe un vínculo entre el distribuidor y el cliente no regulado, aún cuando no sea el distribuidor el suministrador comercial de la energía y potencia que proviene del sistema.
- El peaje de distribución debe ser estructurado de modo tal que el cliente no regulado abastecido bajo esta modalidad comercial enfrente una estructura tarifaria, en lo que a costos de peaje se refiere, idéntica a la que enfrentan los clientes regulados, es decir, un cargo fijo, cargos unitarios de potencia y energía, un cargo por demanda máxima de potencia suministrada (en su componente de distribución), y un cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta (en su componente de distribución).

En función de los requerimientos establecidos en el Decreto 4T, en la Figura 1 se sintetiza el flujo de información y el flujo de valor entre distintos grupos de interés cuando la empresa distribuidora no es el suministrador de un cliente no regulado. Si bien no hay una exigencia de vínculo contractual entre la empresa distribuidora y la empresa suministradora, la regulación establece los requerimientos de flujo de información y pago<sup>11</sup>.

Un aspecto por mejorar es la definición de "empresa suministradora", que actualmente sólo considera a la empresa distribuidora y generadora, no incorporando formalmente al comercializador. No obstante, en la Sección 10 y 16 del Decreto 4T se establece que el flujo de información es entre la distribuidora y quien transporte electricidad y haga uso de las redes de distribución para el suministro de usuarios no sometidos a regulación de precios (lo que incorporaría al comercializador).

<sup>&</sup>lt;sup>11</sup> Se podría producir un desafío cuando el comercializador no posee activos de generación y tiene un contrato de representación con una empresa generadora. Si el contrato entre ambas partes no define apropiadamente las responsabilidades, la empresa generadora sería la responsable de los pagos y no necesariamente el comercializador.





<sup>(\*)</sup> La factura se emite a quienes transporten electricidad y hagan uso de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias para el suministro a usuarios no sujetos a regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión

Figura 1: Vínculo entre empresa distribuidora, cliente no regulado y suministrador cuando la empresa distribuidora no es el suministrador

### 6. Alternativa Propuesta

Se presenta una alternativa regulatoria para la definición de tarifas a usuarios que sólo realicen retiros o usuarios que realicen retiros e inyecciones en la red de distribución.

**a.)** Para cargos a clientes, que no realizan inyecciones, se sugiere mantener principios definición regulatoria vigente con las siguientes consideraciones.

## Consideraciones:

- Actualmente la Comisión tiene la facultad y responsabilidad de estructurar un conjunto de tarifas de acuerdo al criterio expresado en el artículo 181° de la LGSE. Se dispone de la opción de estructurar las tarifas mediante una combinación de factores, que reflejen costo fijo, cargo volumétrico y cargo por uso medido en términos de la demanda máxima del cliente.
- 2. Actualmente deben existir tantas tarifas básicas como empresas y sectores de distribución de cada empresa se hayan definido.

<sup>(\*\*)</sup> Notificar a la empresa concesionaria que recibirá suministro eléctrico por parte de terceros que harán uso de las instalaciones de distribución de la empresa concesionaria.

<sup>(\*\*\*)</sup> Se entiende por empresa suministradora a cualquier generadora o distribuidora que dé suministro de energía y potencia a un cliente no sujeto a regulación de precios haciendo uso de las instalaciones de una empresa concesionaria de servicio público de distribución (Decreto 4T, S.3).



- 3. Las empresas distribuidoras tienen el requerimiento de cambiar infraestructura de medición a clientes en un plazo de 7 años. Lo anterior permitirá que clientes en baja tensión puedan optar por esquemas de tarifas tipo TRBT2 y TRBT3<sup>12</sup>, en las cuales se separa las ventas de energía del uso de la red de distribución. Por lo tanto, los desafíos percibidos producto de recaudación volumétrica vigente podrían resolverse sin un cambio regulatorio al reemplazar la infraestructura de medición. Junto a ello, cuando la infraestructura de medición esté reemplazada en su totalidad, la Comisión tiene la facultad para eliminar opciones tarifarias volumétricas.
- 4. No obstante, en un contexto de consumidores más empoderados, a nivel internacional se ha sugerido que los siguientes esquemas de tarifas no serían la mejor alternativa en términos de satisfacer requerimientos asociados a principios de equidad y eficiencia<sup>13</sup>:
  - Tarifas volumétricas con net-metering.
  - Tarifas de distribución basada en cargo por capacidad basado en demanda máxima.

Se ha indicado que un esquema de tarifas volumétricas, tanto para inyecciones como para retiros de la red, aplicando medición bidireccional para contabilizar retiros e inyecciones, sería la opción que mejor satisface requerimientos asociados a principios de equidad y eficiencia.

- 5. En función de las definiciones vigentes en el Decreto 11T cada empresa distribuidora ya tiene la opción de ofrecer tarifas flexibles reguladas (TFR).
- 6. El Decreto 11T permite opción de reconocimiento horario de costos asociados al suministro.
- 7. En un próximo decreto que fije fórmulas tarifarias se puede mejorar definición de tarifa AT4.3 y separar el cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta de la misma forma como se realiza para la tarifa TRAT3.
- 8. El Ministerio de Energía tiene la obligación de definir peajes de distribución para clientes libres en condiciones no discriminatorias entre clientes regulados y no regulados.

Más información en: "Future-proof tariff design: recovering sunk grid costs in a world where consumers are pushing back," Tim Schittekatte, Ilan Momber and Leonardo Meeus (2017).

Link: http://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/46044/RSCAS 2017 22.pdf?sequence=1&isAllowed=y

<sup>&</sup>lt;sup>12</sup> Tarifas tipo TRBT2 y TRBT3 están definidas actualmente en el Decreto 11T.

<sup>&</sup>lt;sup>13</sup> Los análisis tradicionales de la posible reacción de los consumidores (libres y regulados) a las tarifas de electricidad asumen una baja sensibilidad al precio y una falta de alternativas a la conexión a la red de distribución. Este supuesto está cambiando rápidamente con la disponibilidad de dos alternativas tecnológicas: 1.) generación solar fotovoltaica detrás del medidor para permitir a los consumidores autoproducir energía eléctrica durante el día, y 2.) sistemas de almacenamiento (baterías) para permitir a los clientes definir parámetros de consumo y demanda máxima. La disponibilidad y el costo futuro de estas tecnologías interactuará de manera estratégica con la estructura de las tarifas eléctricas que perciba el cliente.



- 9. Las tarifas a nivel de distribución fijadas actualmente que incluyen medición cada 15 minutos satisfacen el principio de eficiencia económica mediante eficiencia de asignación ya que es consistente con el principio de causalidad de costo, que tiene relación con asignar a los agentes aquella proporción de costo de la cual son responsables, en términos de cómo ellos hacen uso del sistema o servicio.
- 10. Si bien las empresas distribuidoras pueden realizar observaciones al proceso de fijación de tarifas. Se sugiere aumentar la transparencia del proceso:
  - a. El informe de tarifas básicas preliminares que la Comisión envía a las empresas concesionarias del servicio público de distribución.
  - b. Las observaciones de las empresas concesionarias de servicio público de distribución a las tarifas básicas preliminares.

Además, es deseable que otros interesados puedan hacer observaciones en el proceso.

- **b.)** Para los cargos a clientes que además realizan inyecciones, se sugiere mantener principios vigentes debido a la siguiente consideración:
- 1. En función de los requerimientos del Artículo 181° y 185 de la LGSE la Comisión debe fijar tarifas; se indica que "el precio resultante de suministro corresponde al costo de la utilización por parte del usuario de los recursos a nivel producción transporte y distribución empleados." La regulación vigente no restringiría fijar tarifas para usuarios que sólo retiran energía de la red, se pueden fijar tarifas diferenciadas para usuarios que retiran e inyectan energía a la red.
  - Haciendo uso de los instrumentos que otorga la regulación vigente, queda a criterio del regulador la forma de establecer esas tarifas para usuarios que retiran e inyectan energía de la red manteniendo principios de eficiencia económica, eficiencia de asignación y política no discriminatoria.
- 2. Como se indicó anteriormente, en un contexto de consumidores más empoderados, a nivel internacional se ha sugerido que los siguientes esquemas de tarifas no serían la mejor alternativa en términos de satisfacer requerimientos asociados a principios de equidad y eficiencia:
  - Tarifas volumétricas con net-metering.
  - Tarifas de distribución basada en cargo por capacidad basado en demanda máxima.

Se ha indicado que un esquema de tarifas volumétricas, tanto para inyecciones como para retiros de la red, aplicando medición bidireccional para contabilizar retiros e inyecciones, sería la opción que mejor satisface requerimientos asociados a principios de equidad y eficiencia.



- **c.)** Para los cargos a clientes libres, se sugiere mantener principios definición regulatoria vigentes debido a las siguientes consideraciones:
- 1. La regulación vigente otorga flexibilidad al Ministerio de Energía para definir los peajes de distribución a los usuarios de la red que sean clientes libres, independiente de si sólo realizan retiros o realizan retiros e inyecciones (LGSE, Art. 120).
- 2. Se cautela que los peajes de distribución no generen costos de acceso a la red de distribución que sean discriminatorios entre clientes no regulados y clientes regulados. Por lo tanto, el peaje de distribución, que en esencia es el VAD, es ajustado para reflejar un costo de distribución regulado que resulte igual para clientes no regulados y para clientes finales sometidos a regulación de precios.
- 3. El peaje de distribución debe ser estructurado de modo tal que el cliente no regulado abastecido bajo esta modalidad comercial enfrente una estructura tarifaria, en lo que a costos de peaje se refiere, idéntica a la que enfrentan los clientes regulados.
- 4. Se sugiere precisar la definición de Empresa Suministradora establecida en el Decreto 4T, considerando al comercializador.
- **d.)** Dentro del contexto de definición de tarifas y peajes, se debe cautelar porque los usuarios que sólo efectúen retiros y los usuarios que efectúen retiros e inyecciones, permitan, en conjunto, remunerar apropiadamente los activos de distribución, sin producir sobre rentas a la empresa distribuidora.