



CENTRO DE ENERGÍA

FACULTAD DE CIENCIAS
FÍSICAS Y MATEMÁTICAS

UNIVERSIDAD DE CHILE

**Análisis para el diseño e
implementación, en el mercado
mayorista, del comercializador de
energía a usuarios finales en
distribución (ID 610-8-LE20)
(Informe Final, Rev. 2)**

Noviembre de 2020



Preparado para:
Comisión Nacional de Energía



Centro de Energía
Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
Universidad de Chile

Plaza Ercilla 847, Santiago

Contacto:
Myriam Reyes
mreyes@centroenergia.cl
+56 2 9784203
www.centroenergia.cl

Equipo de trabajo:

Rodrigo Palma, Rigoberto Torres,
Alejandro Navarro, Carlos
Benavides, Guillermo Jiménez

Santiago de Chile, 30 de noviembre de 2020.

Tabla de Contenidos

Lista de Figuras.....	7
Lista de Tablas	9
Resumen.....	10
1 Introducción	15
1.1 Contexto y Motivación	15
1.2 Objetivos	16
1.2.1 Objetivo General	16
1.2.2 Objetivos Específicos.....	16
1.3 Alcances.....	17
1.4 Marco metodológico general.....	17
2 Revisión general	19
2.1 Contexto Global Internacional	19
2.2 Comercialización en USA.....	23
2.3 Resumen de Revisión Internacional de mercados	25
2.3.1 Contexto	25
2.3.2 Resumen comparativo	26
2.3.3 Selección para revisión detallada.....	27
3 Revisión de Mercados: Colombia.....	28
3.1 Descripción general.....	28
3.1.1 Características e institucionalidad.....	28
3.1.2 Organización del sector y mercados	32
3.1.3 Sobre la actividad de comercialización	44
3.2 Comercialización y participación de la demanda en los mercados.....	53
3.3 Inserción de la demanda en mercado de SSCC y Capacidad.....	55
3.4 Operación de agregación de oferta de G y D	57
3.5 Comercialización: condiciones de ingreso y participación.....	58
3.5.1 Condiciones de ingreso (Resolución CREG 156/2011)	58
3.5.2 Temas de participación.	59
3.6 Promoción de la competencia.....	60
3.6.1 Propuesta y avances para un Mercado Anónimo Estandarizado de contratos	62
3.7 Monitoreo de mercado	64
3.7.1 Actividades	64

3.7.2	Indicadores	65
3.8	Otros Temas de Interés	66
4	Revisión de Mercados: España	67
4.1	Descripción general	67
4.1.1	Características e institucionalidad.....	67
4.1.2	Organización del sector y mercados	67
4.1.3	Comercialización en España: Definiciones preliminares	70
4.1.4	Tarifas de último recurso - TUR.....	71
4.2	Inserción de la demanda en mercado de energía	72
4.2.1	Comercializadores en el Mercado Español	72
4.2.2	Sobre la estructura de propiedad	74
4.2.3	Concentración y competencia en la comercialización	74
4.3	Inserción de la demanda en mercado de SSCC	76
4.4	Inserción de la demanda en mercado de pagos por capacidad.....	77
4.5	Operación de agregación de oferta de G y D	80
4.5.1	Sobre el Servicio de Recarga	80
4.5.2	Comercialización: condiciones de ingreso y participación.....	81
4.6	Monitoreo de Mercado	84
4.7	Otros Temas de Interés	87
5	Revisión de Mercados: USA – PJM	88
5.1	Descripción general	88
5.1.1	Características e Institucionalidad	88
5.1.2	Organización del sector y mercados	96
5.2	PJM- Requerimientos	104
5.2.1	<i>Política de gestión de riesgo de crédito “Attachment Q”</i>	104
5.2.2	Curtailment Service Provider	105
5.3	Inserción de la demanda en mercado de energía	107
5.3.1	Descripción general y funcionamiento de mercado mayorista	107
5.3.2	Competitividad de mercado, niveles de participación y concentración	109
5.3.3	Barreras de entrada de nuevos competidores.....	113
5.3.4	Tipos de licencias otorgadas	113
5.3.5	Garantías exigidas para su participación.....	113
5.3.6	Productos que puede ofrecer o adquirir en el mercado.....	116
5.3.7	Restricciones de propiedad entre empresas y segmentos del mercado	117

5.4	Inserción de la demanda en mercado de SSCC	118
5.4.1	Participación del comercializador en mercados SSCC.....	118
5.4.2	Requerimientos Curtailment Service Provider.....	119
5.5	Inserción de la demanda en mercado de pagos por capacidad.....	121
5.6	Operación de agregación de oferta de G y D	123
5.7	Monitoreo de Mercado	124
6	Revisión Nacional	125
6.1	Legislación vigente del sector eléctrico chileno.....	125
6.1.1	Síntesis General.....	125
6.1.2	Marco Legal (LGSE).....	130
6.1.3	Marco Reglamentario y Normativo.....	131
6.2	PdL de Portabilidad Eléctrica y otros proyectos.....	133
6.2.1	PdL de Portabilidad Eléctrica y elementos claves	133
6.2.2	Estrategia de Flexibilidad	134
6.2.3	PdL de Cambio Climático y actualización de la NDC Chilena	136
6.3	Análisis crítico comercializador/agregador y mercados de energía/potencia.....	137
6.4	Análisis crítico comercializador y mercado de SSCC	139
6.4.1	Oportunidades	140
6.4.2	Riesgos y dificultades	141
6.5	Análisis inserción administrativa y monitoreo	144
7	Propuestas Inserción del Comercializador	147
7.1	Estrategia de monitoreo de mercado	147
7.1.1	Lineamientos generales	147
7.1.2	Propuesta administrativa	148
7.1.3	Propuesta de Indicadores.....	149
7.2	Otorgamiento de Licencias.....	158
7.2.1	Lineamiento general.....	158
7.2.2	Propuesta sobre licencias.....	160
7.2.3	Propuesta sobre garantías	161
7.2.4	Integración del comercializador en balances del mercado de corto plazo.....	162
7.3	Cambios Regulatorios pro Eficiencia Económica	163
7.3.1	Lineamiento general.....	163
7.3.2	Estandarización de contratos	165
7.3.3	Mercado Financiero	167

7.3.4	Financial Transmission Rights.....	167
7.3.5	Perfeccionamiento de los pagos por capacidad.....	168
7.3.6	Perfeccionamiento del mercado spot.....	169
7.4	Cambios a la regulación del sector eléctrico.....	169
7.4.1	Lineamiento General.....	169
7.4.2	Adecuación reglamentaria.....	171
7.4.3	Reglamento de Coordinación.....	171
7.4.4	Sobre el proceso de transición.....	174
8	Conclusiones y Recomendaciones.....	176
Anexo A	Referencias.....	179
Anexo B	Acrónimos.....	180
Anexo C	Extracto licencias y garantías en mercados analizados.....	182
C.1	Síntesis Colombia.....	182
C.2	Síntesis España.....	183
C.3	Síntesis PJM.....	184
C.3.1	A nivel del mercado mayorista.....	184
C.3.2	A nivel del mercado minorista, estado de Illinois.....	184
Anexo D	Revisión General: Australia.....	186
D.1	Características generales.....	186
D.2	Organización del mercado.....	187
D.3	Participación de la demanda.....	190
Anexo E	Revisión General: Reino Unido.....	194
E.1	Características generales.....	194
E.2	Organización del mercado.....	195
E.2.1	Institucionalidad.....	195
E.2.2	Estructura de mercado.....	196
E.2.3	Esquema regulatorio.....	198
E.3	Participación de la demanda.....	199
E.3.1	Inserción en mercado mayorista de energía.....	199
E.3.2	Inserción en mercado de SSCC.....	202
E.3.3	Inserción en mercado de Capacidad.....	203

Lista de Figuras

Figura 2.1: Mapa del estado de la liberalización de los mercados eléctricos 2012-2013. IEA.....	19
Figura 2.2: Área de balance. Fuente: TU Dortmund.	20
Figura 2.3: Conformación genérica de los mercados eléctricos y sus componentes. IEA 2017	21
Figura 2.4: Estado de la comercialización en USA al 2017. Fuente NREL	24
Figura 2.5: Desviaciones interanuales de precios de la electricidad, estados de USA con y sin competencia en comercialización. Fuente NREL 2017	25
Figura 3.1: Generación de energía eléctrica en Colombia, 2014-2019. Fuente: XM.	29
Figura 3.2. Marco Institucional del sector eléctrico colombiano.....	30
Figura 3.3: HHI para capacidad de generación eléctrica en Colombia 2008-2016.	33
Figura 3.4. Mercado de corto plazo (Spot).....	35
Figura 3.5: Comparación de precios en contratos bilaterales. Fuente: Benavides y Cadena.	37
Figura 3.6. Procedimiento convocatorias SICEP. Fuente: CREG.....	38
Figura 3.7. Comparación CERE y precio de bolsa. Fuente: XM.	42
Figura 3.8: Evolución prevista de participación de mercado de contratos.....	42
Figura 3.9. Despacho del AGC y Energía. Fuente: CREG.....	44
Figura 3.10. Modelo de la actividad de comercialización de energía eléctrica en el SIN. Fuente: Documento CREG 020 de 2012.	46
Figura 3.11. Registro de agentes en el mercado a la fecha. Elaboración propia con información de XM.	53
Figura 3.12. Evolución límite para usuarios no regulados. Fuente: Olga Pérez-CAC.	54
Figura 3.13: Distribución de cargos a cliente final.	55
Figura 3.14. Nuevo entorno de comercialización en el SIN. Fuente: CREG.	57
Figura 3.15. Distribución de participación en el mercado. Distribuidor-Comercializador (DC), Generador Distribuidor Comercializador (GDC), Generador Comercializador (GC) y Comercializador (C).	61
Figura 3.16: Desarrollo e incentivos para la FNCER en Colombia. Fuente: Minenergía.	66
Figura 4.1: Energía suministrada por grupo de comercialización [3].....	75
Figura 4.2: Puntos de suministro por grupo de comercialización [3]	75
Figura 4.3: Estimación de margen de comercialización en el mercado libre [3]	86
Figura 5.1: PJM y su interconexión con USA.	88
Figura 5.2: Matriz de generación de generación de PJM el año 2019.	89
Figura 5.3: Mapa de los Consejos Regionales de Confiabilidad en el marco del NERC.	92

Figura 5.4: Diagrama de mercados en PJM y nivel de involucramiento del RTO. Fuente PJM.....	99
Figura 5.5: Tamaño relativo de costos medios mayorista de PJM en 2018. Fuente PJM.....	99
Figura 5.6: Funcionamiento del mercado mayorista y su relación con la comercialización de energía a usuarios finales. Fuente: PJM.....	107
Figura 5.7: Porcentaje de clientes que acceden a suministro eléctrico a través de comercializadores.....	109
Figura 5.8: Distribución territorial de empresas de distribución.....	110
Figura 5.9: Ejemplos de planes en la ciudad de LaSalle. Fuente: Constellation (Izquierda), XOOM Energy (Derecha).....	117
Figura 5.10: Esquema de subastas del Mercado de Capacidad o <i>Reliability Pricing Model (RPM)</i>	122
Figura 6.1: Cronología de los Sistemas Eléctricos Competitivos.....	125
Figura 6.2: Diseños alternativos de mercados eléctricos.....	126
Figura 6.3: Remuneración del mercado eléctrico chileno.....	127
Figura 6.4: Curva de abatimiento para alcanzar la carbono neutralidad al 2050.....	136
Figura 6.5: Ejemplo de aplicaciones nivel distribución que podrían participar de SSCC a través de la figura del comercializador.....	141
Figura 8.1: Mapa general de los sistemas interconectados en Australia. Fuente: <i>IEA, 2018</i>	186
Figura 8.2: Matriz de generación australiana a 2020. Fuente: <i>AER, AEMO</i>	187
Figura 8.3: Matriz de generación eléctrica de UK 2017-2018. Fuente: <i>UK Energy in Brief, 2019</i> ... 194	
Figura 8.4: Cuotas de mercado de suministro eléctrico en Reino Unido.....	201
Figura 8.5: Composición de tarifas cliente final.....	201

Lista de Tablas

Tabla 2.1: Resumen comparativo con cinco mercados eléctricos internacionales	26
Tabla 3.1 Capacidad Instalada en generación. Fuente: XM.	28
Tabla 3.2. Composición del sistema de transmisión	29
Tabla 3.3. Clasificación de las fronteras comerciales para 2018.....	59
Tabla 3.4. Empresas que participan en la actividad de comercialización de electricidad activos durante 2016.....	60
Tabla 5.1: Estadísticas globales PJM 2019.	89
Tabla 5.2: Tipos de Servicios en PJM. Fuente PJM.....	98
Tabla 5.3: SSCC en PJM y mecanismo de remuneración.....	101
Tabla 5.4: Estados de PJM donde es posible elegir comercializador. Fuente: American Coalition of Competitive energy suppliers.	108
Tabla 5.5: Nº de ARES certificados desde el año 2016 hasta el 2020. Fuente: 2020 Annual Report, ICC.	110
Tabla 5.6: ARES activas según territorio. Fuente: 2020 Annual Report, ICC.....	111
Tabla 5.7: Participación de las ARES con respecto al suministro eléctrico total.....	111
Tabla 5.8: Resumen de competitividad de mercado según territorio. Fuente: 2020 Annual Report, ICC.	111
Tabla 5.9: Monto mínimo de línea de crédito según subparte aplicada.	115
Tabla 6.1: Reglamentación del Sector Eléctrico en cruce con PdL de Portabilidad.....	132
Tabla 6.2: Reglamentación del Sector Eléctrico en cruce con PdL de Portabilidad.....	133
Tabla 6.3: Lista de servicios complementarios. CNE, Informe de Definición de Servicios Complementarios. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional	140
Tabla 7.1: Propuesta de indicadores de monitoreo de mercado.....	150
Tabla 7.2: Síntesis requisitos para licencias de comercialización en mercados analizados.....	160
Tabla 7.3: Síntesis de garantías de mercados analizados	162

Resumen

En el contexto de la modernización de la distribución y del proyecto de ley de Portabilidad Eléctrica se plantea el presente trabajo centrado en identificar y proponer los cambios reglamentarios y normativos necesarios para la correcta interacción del comercializador de energía a usuarios finales en el mercado mayorista de energía potencia y servicios complementarios. Sobre la base de una revisión de mercados internacionales y análisis comparado se proponen formas de implementar la integración de comercialización y agregación de recursos distribuidos a nivel nacional, incluyendo propuestas para mejorar la eficiencia económica del sector en diversas temáticas como el monitoreo de mercado, incorporación de nuevos mercados, agentes y perfeccionamiento del mercados mayorista.

La revisión de mercados eléctricos internacionales cubrió en forma general los siguientes países: Australia (NEM), Colombia, España, Estados Unidos y Reino Unido. De estos se seleccionaron para un análisis detallado los mercados de Colombia, España y PJM (Estados Unidos), para obtener una visión amplia de la temática, con distintos grados de desarrollo. El caso general de Estados Unidos destaca por la diversidad de esquemas de mercado eléctrico existentes entre estados y regiones del país, que van desde el tradicional monopolio regulado verticalmente integrado a esquemas de mercados con libre competencia en todos los segmentos y escalas de tiempo.

En el segmento de comercialización es habitual la separación y tratamiento diferenciado entre el nivel mayorista y minorista, asimilable a las condiciones de libre y regulado de la reglamentación nacional. Mientras que la comercialización competitiva a nivel mayorista se encuentra implementada en todos los mercados analizados, a nivel minorista ésta no existe en todos ellos. Por ejemplo, si bien en Colombia la comercialización a nivel minorista está permitida, esta no ha sido ejercida por agentes del mercado. Por su parte en Australia y Estados Unidos sólo se aplica en algunos estados de algunas interconexiones regionales como en el NEM y el PJM respectivamente, mientras que en Chile ésta se limita a los clientes libres. También cabe distinguir dentro de la comercialización a aquella considerada como comercialización pura, esto es la llevada a cabo por agentes del mercado que no poseen activos eléctricos, los que también se observan en todos los mercados analizados en profundidad con la excepción del caso nacional.

El siguiente cuadro comparativo sintetiza las principales características de cada mercado o sistema. En **negrita** se destacan los mercados analizados en detalle.

Tabla 1: Resumen comparativo de mercados eléctricos nacional e internacionales seleccionados

		Chile	Australia NEM (I)	Colombia	España	UK (I)	USA PJM / Pennsylvania	USA
Tamaño, Gen.Bruta [TWh/año]		77	200	70	265	305	807	
Precio En. Elect. [USD/MWh]	Industrial	160	-	151	123	147	60	68
	Residencial	196	232	152	288	219	136	130
Mercado Spot Energía	Generación	CA	✓	✓	✓	✓	✓	-
	PL Demanda		✓		✓	✓	✓	-
Esquema de Precio Spot		Nodal	Zonal	Nodal	Zonal	Zonal	Nodal	-
Mercado SSCC Reg / CF / Bal	Generación	AM	✓		✓	✓	✓	-
	PL Demanda		✓		✓	✓	✓	-
Mercado Capacidad	Generación	A		✓	A	✓	✓	-
	PL Demanda				ei	✓	✓	-
Mercado Financiero	OTC	✓	✓	✓+	✓	✓	✓	-
	Formal		✓		✓	✓	✓	-
Comercializador Puro	Mayorista		✓	✓	✓	✓	✓	-
	Minorista		✓	o	✓	✓	✓	-
Agregador de Recursos Distribuidos			✓	e	e	✓	✓	-

Acrónimos:

A	Administrativo (sin mecanismo de mercado)	OTC	No estandarizado, Contratos <i>Over the Counter</i> (sobre el mostrador)
AM	Parcialmente administrativo y de mercado	PL Dem	Participación por el Lado de la Demanda
CA	Costo Auditado	✓+	Con incorporación de grados de estandarización
ei	En estudio (e) y/o vías de implementación (i)	(I)	Incorporado en estudio del ISCI
o	Permitido en la reglamentación pero sin desarrollo		

En general se observa que la incorporación de comercialización competitiva a nivel minorista ocurre en mercados en que la introducción de competencia es profunda a nivel de generación tanto en el corto como largo plazo. Esto es, los mercados eléctricos cuentan con esquemas competitivos basados en ofertas y subastas que abarcan desde la incorporación de nueva capacidad de generación a la operación de los mercados spot, incluyendo pagos por capacidad cuando existen, servicios complementarios y grados de participación de la demanda en cada uno de ellos. Asimismo, esto se acompaña de la participación del mercado financiero, (futuros, derivados), y estandarización de contratos a nivel mayorista en complemento a los contratos sobre el mostrador.

En concordancia con la experiencia internacional, para la implementación de la figura del comercializador y agregadores de recursos distribuidos en el mercado eléctrico nacional se han identificado diversas materias a ajustar a nivel regulatorio y una serie de recomendaciones orientadas promover la eficiencia general del mercado. Mientras las primeras corresponden principalmente a ajustes de reglamentos y normas, dentro del marco legal vigente, las segundas pueden en algunos casos requerir cambios a nivel de ley. En el proceso se han identificado 23 reglamentos y 10 normas técnicas que deben ser modificadas para incorporar a los nuevos agentes y el marco de su interacción en el

mercado. Entre los reglamentos destaca el de Coordinación y Operación del SEN, en el que se plantean 14 materias a tratar, que abarcan al menos 28 artículos, y que van desde la definición de estos nuevos agentes hasta su participación en los balances y transferencias del mercado de corto plazo.

Relativo a la inserción del comercializador en el mercado de corto plazo se propone lo siguiente:

- Tratamiento análogo al de un generador deficitario que tiene contratos con otros generadores.
- Traspaso de los retiros de un comercializador a los generadores con quienes tiene contratos vigentes. Esto es, se le imputan retiros del comercializador en los balances de energía y potencia a los generadores bajo las condiciones del contrato.
- Lo anterior permite reducir los montos de las garantías necesarias del comercializador.
- Garantías de contratación y financieras del proyecto de ley de portabilidad quedarían acopladas a un único criterio económico, proporcional a tamaño y riesgo.
- Participación en SSCC y otros servicios por medio de esquemas explícitos creados para participación de la demanda, por ejemplo servicios de interrupción.

Recogiendo la experiencia internacional se plantean 19 ámbitos de monitoreo y 22 indicadores, usados en los mercados analizados, como por ejemplo participación de mercado, duración de contratos, evolución de licencias, entre otros. En lo institucional se proponen dos fases de implementación administrativa. La primera, orientada al mediano plazo al considerar la institucionalidad vigente y recursos disponibles, plantea que los organismos actuales se centren en los ámbitos que les son más pertinentes. Esto es, la CNE monitoreando el funcionamiento integral del mercado, incluyendo la comercialización, y el Coordinador, el mercado mayorista. La segunda propuesta, de más largo plazo y que recoge la evolución del monitoreo en mercados analizados, se basa en la creación de una entidad independiente, no necesariamente exclusiva, que agrupa y supervigila el funcionamiento de todo el sector energético, incorporando el de combustibles entre otros, e incluyendo al regulador y el coordinador como objeto de monitoreo. Esto último como una forma de evitar la miopía de un monitoreo centrado sólo en el sector eléctrico y que a la vez identifique y recomiende acciones de mejoramiento de las instituciones, sus procedimientos, desempeños y planes.

En lo relativo a los requisitos y procedimientos para el otorgamiento de licencias la experiencia internacional es diversa y estrechamente ligada al marco legal de cada país y mercado. En líneas generales las recomendaciones apuntan a extender procedimientos a nivel nacional, ya desarrollados para las concesiones de distribución y la inserción de pequeños medios de generación en distribución. Asimismo, implementar licencias

diferenciadas, pero copulativas, para servicios de comercialización y agregación de recursos distribuidos, por tipo, para evitar constituir barreras administrativas o financieras. En lo administrativo el procedimiento recomendado sigue la estructura y roles de los órganos reguladores nacionales con tramitación de solicitudes y aprobación por parte de la SEC con visado de la CNE y validación de capacidades de los recursos distribuidos por parte del Coordinador para el caso del agregador.

Para la provisión de garantías de solvencia para la comercialización la experiencia internacional es también diversa. En un extremo se encuentra el caso de Colombia, con la entrega de cuatro pagarés en blanco al operador de mercado, establecimiento de contabilidad separada de actividades y entrega de estados financieros. En el otro, en PJM estado de Illinois se establecen mínimos de calificación financiera, de clasificadoras de riesgo, y análisis financiero para crédito a nivel del mercado mayorista de PJM; más una fianza fija que va de 30 a 300 mil-USD, dependiendo del segmento a servir, para cubrir indemnizaciones a usuarios finales. Por su parte, en España la garantía debe cubrir 34 días de compras de energía en el mercado spot. Bajo criterio de no discriminación, la recomendación de garantía a nivel del mercado mayorista nacional debería ser análoga a la exigida a un generador, esto es 3 meses de compras al spot en peor escenario, tomando en consideración el tratamiento de contratos entre comercializadores y generadores propuesto. Si bien se entiende que estos valores obedecen a limitaciones contables a nivel del Coordinador, se sugiere trabajar en reducir los periodos o migrar a un esquema de crédito basado en análisis financiero, como en PJM, para ajustar las garantías a los riesgos reales, evitando constituir barreras financieras. Consistentemente, se propone establecer una garantía análoga para asegurar los pagos de peajes en transmisión, distribución y compensaciones a usuarios finales.

En complemento a la integración de comercialización y agregadores de recursos distribuidos, siguiendo la experiencia internacional, se plantea un conjunto de temáticas orientadas a promover la eficiencia económica del sector eléctrico y que ameritan un análisis más profundo de costo beneficio para su instauración. Entre ellas destacan las siguientes:

- Estandarización de contratos en el mercado mayorista como complemento a los contratos sobre el mostrador. Esto permite transar, con simetría de información, productos homogéneos de fácil comparación y consecuente reducción de costos de transacción y con límites a las transferencias de riesgo. Esta temática habilita la siguiente.
- Acercamiento e integración con mercados financieros y bolsas de valores aprovechando estas plataformas para la transacción de contratos, futuros y derivados, para aportar liquidez y opciones para gestión del riesgo a los agentes del sector.

- Derechos financieros sobre la transmisión (*FTR*), como mecanismo para atenuar el poder de mercado local que aparece en mercados con esquemas de precio nodales cuando existen congestiones significativas de la red.
- Perfeccionamiento del pago por capacidad en los siguientes aspectos: procedimiento en adelanto (típicamente 3 años), compromiso explícito de los agentes, introducción de esquemas competitivos y apertura a la demanda. También se recomienda revisar la coherencia entre la firmeza de los contratos y el mecanismo de racionamiento para enfrentar situaciones de déficit.
- Perfeccionamiento del mercado de corto plazo siguiendo los objetivos planteados en la Estrategia de Flexibilidad, ya que ellos están alineados con promover la eficiencia general del mercado incluyendo la flexibilidad que pueden aportar la comercialización, agregación de recursos distribuidos y participación activa de la demanda.

1 Introducción

1.1 Contexto y Motivación

El Eje 1 de la Ruta Energética 2018-2022 del Ministerio de Energía fijó como objetivo modernizar la regulación de la distribución eléctrica mediante un proceso participativo, de manera que se permita recoger las nuevas realidades del sector energético y facilitar su implementación en forma eficiente y competitiva.

Para dar cumplimiento a lo anterior durante el año 2019 el Ministerio de Energía solicitó un “Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica” desarrollado por el Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) como acompañamiento a dicho eje, en el cual se realizaron análisis que permitieran disponer de fundamentos técnicos, económicos y regulatorios para el diseño de la propuesta de modificación regulatoria del segmento de distribución. Adicionalmente, se llevaron a cabo talleres participativos para la discusión de las propuestas, con el fin de apoyar y levantar información, observaciones y comentarios de la ciudadanía y de los distintos actores involucrados.

El trabajo anterior se tradujo en dos documentos que contienen: (i) un levantamiento de antecedentes respecto de la regulación de la distribución en distintos mercados internacionales, junto con una primera propuesta conceptual; y (ii) diversas propuestas de detalle. Posteriormente, el Ministerio de Energía comenzó el trabajo pre-legislativo, que dio origen a un Proyecto de Ley, que ingresó el 9 de septiembre a la Cámara de Diputados (boletín13782-08), el cual modifica la regulación del segmento de distribución del sector eléctrico chileno.

Una de las modificaciones propuestas al segmento de distribución es la creación de la figura del comercializador de energía a usuarios finales. Con este cambio se diferencia la actividad de operación de la red de distribución la que queda en manos de una única empresa monopólica, de la de comercialización de la energía eléctrica al usuario final la cual podría ser ejercida por varias empresas en un mercado competitivo. Lo anterior se traduciría en una mayor diversidad de oferta de los servicios energéticos y la habilitación de la posibilidad de elección de suministrador por parte del usuario final.

La Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión”, con el objetivo de dar cumplimiento a las funciones y atribuciones señaladas en el Decreto Ley N°2.224 de 1978, del Ministerio de Minería, en particular las referidas al monitoreo y proyección del funcionamiento del sector energético y la de proponer normas legales y reglamentarias para el mejor desarrollo del sector, está llevando a cabo una serie de

estudios que logren identificar los cambios reglamentarios y normativos necesarios para la correcta implementación de las modificaciones legales antes mencionado.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

El objetivo central del trabajo consiste en la identificación de los cambios reglamentarios y normativos necesarios para la correcta interacción del comercializador de energía a usuarios finales en el mercado mayorista de energía, potencia y servicios complementarios.

1.2.2 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos planteados parte el desarrollo del estudio son los siguientes:

Objetivo Especifico N°1: establecer un revisión y análisis de al menos tres mercados internacionales respecto al funcionamiento del comercializador de energía a usuarios finales en el mercado mayorista de energía, la provisión de servicios complementarios y las funciones de monitoreo que se realizan sobre dichos mercados.

Objetivo Especifico N°2: disponer de una revisión de la Ley, los reglamentos y normas técnicas del sector eléctrico chileno identificando fortalezas, riesgos y dificultades para la implementación del comercializador de energía en Chile en el mercado mayorista de energía, potencia, y servicios complementarios, y para el correcto monitoreo de la implementación de dicho comercializador de energía.

Objetivo Especifico N°3: proponer una estrategia de monitoreo de mercado, identificando las tareas que debiese realizar la Comisión, y otras instituciones, describiendo una metodología de monitoreo junto con las herramientas y exigencias para resguardar la correcta operación del mercado mayorista de energía, potencia y SSCC en presencia del nuevo agente comercializador de energía a usuarios finales en distribución.

Objetivo Especifico N°4: proponer cambios a nivel reglamentario y normativo para una correcta implementación del comercializador de energía a usuarios finales en distribución, fomentando y protegiendo la competencia en el mercado, señalando los aspectos reglamentarios y normativos que son importantes de mantener para la correcta operación del mercado.

1.3 Alcances

Para su desarrollo el estudio se circunscribe al uso de información pública y toda información adicional que pueda aportar la contraparte.

1.4 Marco metodológico general

El desarrollo del estudio abarca cuatro fases interrelacionadas que cubren desde la revisión de la experiencia internacional a una propuesta de implementación por medio de la adecuación del marco reglamentario y normativo del sector eléctrico en Chile para la correcta integración de la figura del comercializador orientado a clientes en distribución. En el siguiente diagrama se ilustra la metodología general del trabajo.

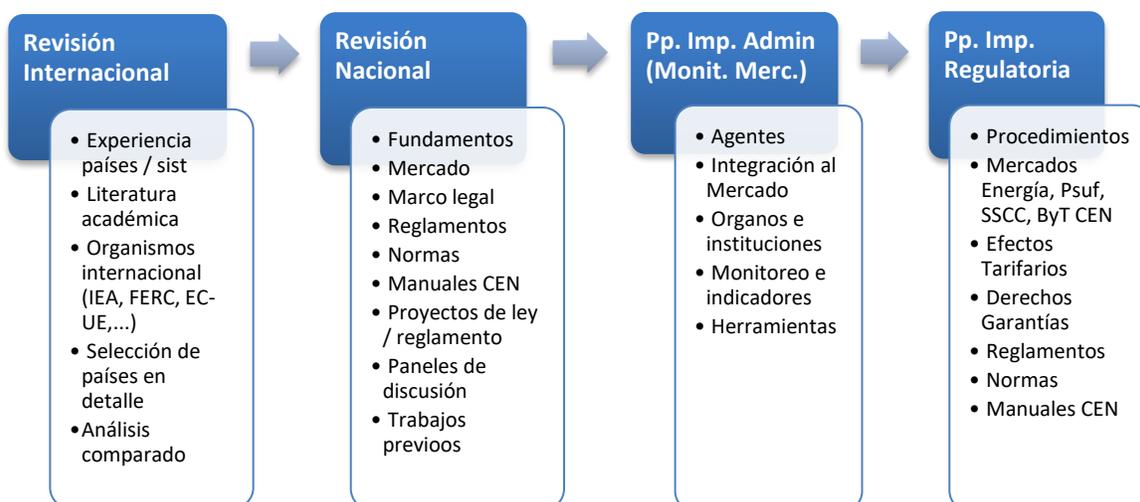


Figura 3.1: Marco metodológico.

En el diagrama se muestran cuatro ámbitos distinguibles de la temática, en concordancia con los objetivos específicos del trabajo, conformando una secuencia de fases que buscan proveer de los antecedentes necesarios para la elaboración de la subsecuente, como sigue:

1. **Revisión Internacional:** se sintetiza la información relativa a la comercialización en el mundo incluyendo experiencia de tres países asimilables a la realidad nacional. Asimismo, la revisión se complementa con la revisión de informes de organismos internacionales y de literatura académica en torno a la materia. Esta fase finaliza con un análisis de experiencia comparada entre países o sistemas eléctricos.

2. Revisión nacional: se resume el marco reglamentario nacional, partiendo de la Ley y los diversos cuerpos legales, reglamentarios y normativos a ser analizados en el contexto de la inserción del comercializador en el mercado eléctrico.
3. Propuesta de implementación administrativa: se analiza y determina una forma de llevar a cabo la integración de la comercialización en el mercado, como requerimientos y garantías, e incluyendo el monitoreo de la competencia en el segmento, las responsabilidades de los organismos competentes para su resguardo y la descripción de herramientas de apoyo a esta función.
4. Propuesta de implementación reglamentaria: se analiza y determinan los ajustes al marco reglamentario necesarios para implementar la comercialización, incluyendo entre otros los efectos en mercados de energía, potencia de suficiencia, servicios complementarios, balances y transferencias entre empresas generadoras, cuotas de energía renovable y contratos.

2 Revisión general

2.1 Contexto Global Internacional

Los mercados eléctricos existentes en el mundo abarcan desde el monopolio regulado verticalmente integrado (*vertically integrated regulated monopoly*) hasta los más liberalizados conformados por mercados mayoristas y comercialización competitiva en distintos niveles (*wholesale markets + retail competition*). Cada país o región incluye diseños de mercado particulares creados o adaptados a condicionantes propias. Un mapa del estado de la liberalización de los mercados eléctricos en el mundo se ilustra en la Figura 2.1, observándose cómo las distintas regiones del mundo presentan diversos grados de introducción de competencia.

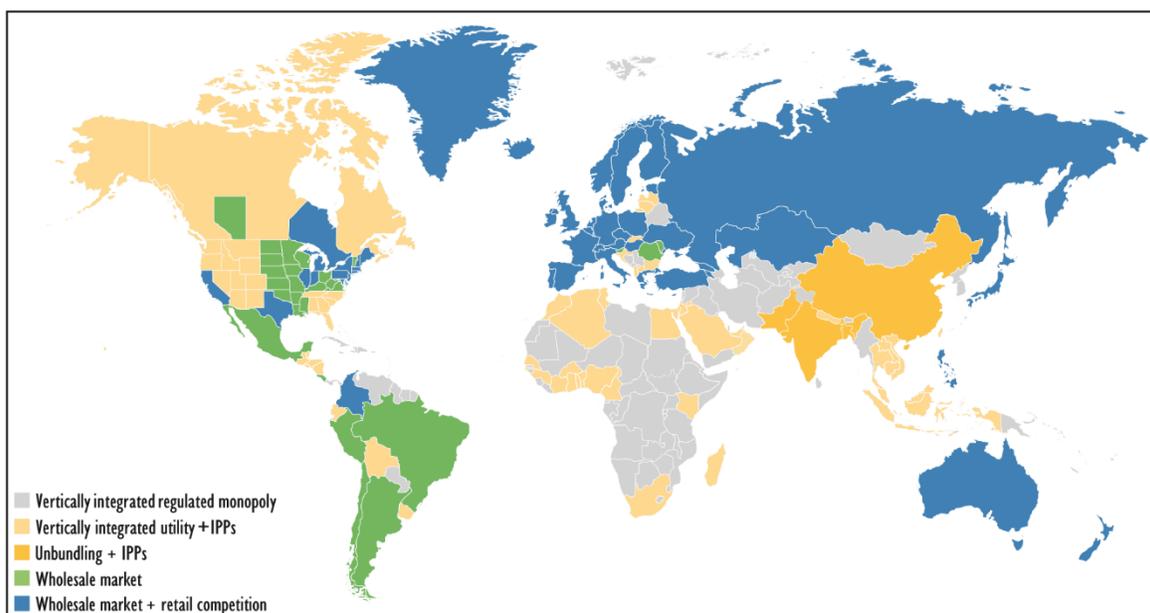


Figura 2.1: Mapa del estado de la liberalización de los mercados eléctricos 2012-2013¹. IEA²

En el contexto europeo, las directivas de la Unión Europea apuntan a uniformar los diseños entre los países constituyentes y aquellos con los que existen interconexiones. Esto, con la finalidad de propiciar la integración eficiente de los mercados respectivos.

¹ IPP (Independent Power Producer), empresa generadora independiente que le vende al monopolio (Utility).

² IEA, Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership (REEEP) Policy Database 2012-2013.

El esquema general adoptado es el de contratos bilaterales físicos que definen el despacho del sistema a través del concepto de áreas de balance (AB, generación y carga contenidas en uno o múltiples contratos bilaterales). A diferencia de lo que ocurre en Chile, el contrato de suministro da el derecho al que lo suministra a autodespacharse. La siguiente figura muestra el concepto general asociado a las áreas de balance.

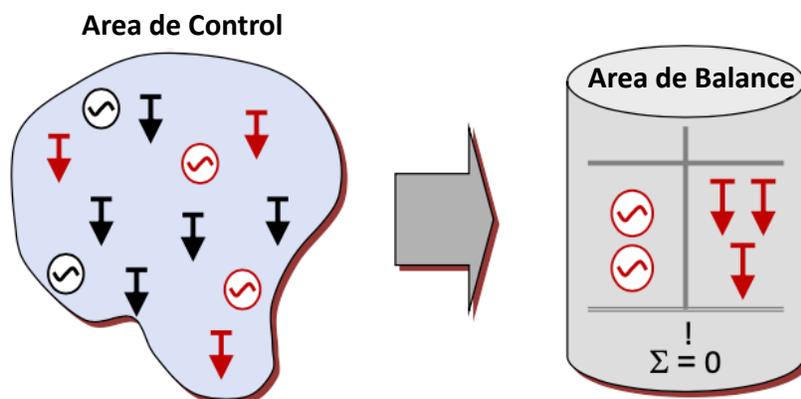


Figura 2.2: Área de balance. Fuente: TU Dortmund.

Cada suministrador (compuesto por uno o más medios de generación) actúa en forma permanente como un sistema (área) que debe permanecer balanceada entre los generadores y consumidores que forman parte de ella. Consecuentemente, el responsable del AB envía diariamente su plan de operación balanceado (autodespacho) para que el ISO (*Independent System Operator*) pueda coordinar aspectos técnicos de la operación al día siguiente. En la figura corresponde a los elementos de color rojo. Los desbalances que presentan las AB (por ejemplo, cada 15 min) son compensados por el ISO, el que cobra por las desviaciones de acuerdo a una reglamentación específica para desbalances. Asimismo, en estos sistemas existen las bolsas de energía (*power exchanges*) que constituyen en sí AB. Estas permiten ajustes de corto plazo.

Tanto a nivel del mercado mayorista como minorista actúa la figura del comercializador como agente de mercado activo que compra y vende energía, pudiendo asimismo poseer activos de generación. En estos esquemas el precio es zonal, la zona constituye un área de balance (usualmente comprende grandes extensiones coincidentes con los límites de cada país) en la cual se debe asegurar el encuadre entre generación, demanda más compromisos de transferencia (importación/exportación) a través de las interconexiones.

Por su parte en Estados de Unidos, el contexto es más heterogéneo, a pesar de las directivas de la FERC, los mercados han evolucionado a partir de integración de pequeñas entidades, encargadas de los balances de área, en grandes mercados regionales en los que un operador independiente de sistema (ISO) o una organización de transmisión regional (RTO) actúa como una entidad central, que junto a operadores de mercado despachan las unidades sobre la base de subastas, teniendo en cuenta las limitaciones del sistema de transmisión y de las unidades generadoras.

En términos generales el diseño de los mercados eléctricos competitivos puede resumirse por la interacción de diversos mercados, como se ilustra en la Figura 2.3. En estos, los mercados de corto plazo otorgan las señales económicas fundamentales. En la mayoría de los casos consiste en dos mercados: mercado del día previo y mercado en tiempo real. En el mercado del día previo los agentes ofertan energía y el mercado efectúa la casación o despeje del precio para cada hora del día, fijando los compromisos de generación/consumo correspondientes. Luego, durante el día, se debe hacer ajustes para balancear continuamente producción y consumo. Estos ajustes los hace ya sea el operador del sistema o los generadores. En Europa, los participantes pueden intercambiar bloques de energía en los mercados intradiarios antes de que el operador determine los precios del mercado de balances. En Estados de Unidos, el operador de sistema calcula precios en tiempo real cada 5 minutos.

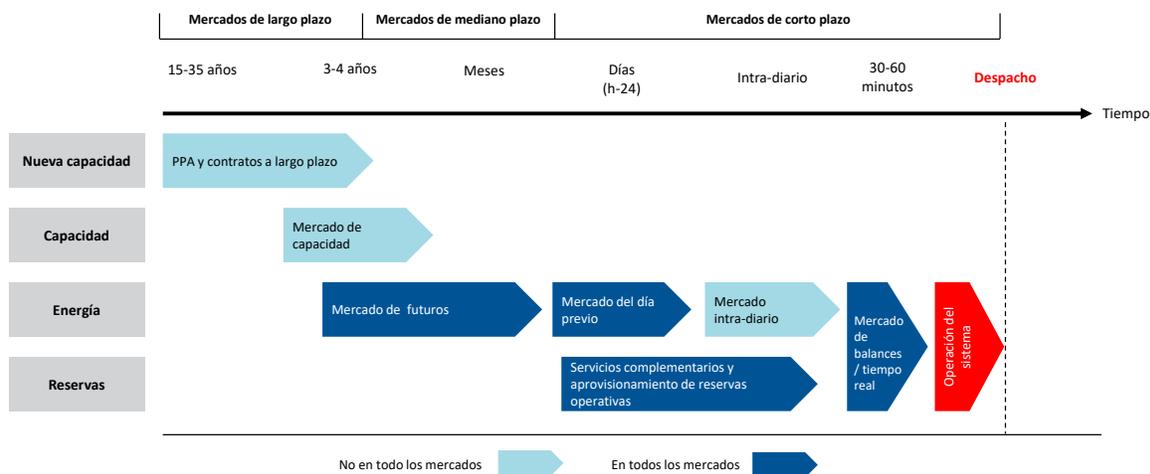


Figura 2.3: Conformación genérica de los mercados eléctricos y sus componentes. IEA 2017

El operador de sistema debe contar con los recursos suficientes para hacer frente a desbalances causados por fallas, errores de pronóstico o desviaciones. Para ello se establecen los servicios complementarios (*ancillary services*, SSC), típicamente reservas a distintas escalas de tiempo para mantener la seguridad del sistema, la frecuencia y el voltaje

dentro de los estándares de calidad de suministro. Si bien las definiciones varían entre países, típicamente incluyen reserva primaria (sensible a la frecuencia), secundaria en giro y pronta³ (por señal⁴) y reservas terciarias o de restitución de las anteriores. A pesar de su importancia, generalmente los costos asociados a SSCC representan una fracción menor de los costos globales del mercado eléctrico.

Al igual que los SSCC, los mercados intradiarios y de balances varían entre países, en términos de condiciones (mecanismos y responsabilidades) y periodicidad.

En lo relativo a los precios de corto plazo, en Estados Unidos se usan precios marginales nodales o locales, mientras que en Europa un mismo precio abarca grandes zonas, habitualmente definidas por fronteras. Las zonas tienen su origen fundamentalmente en la existencia de posibles congestiones que dificultan el uso flexible del concepto de AB, ya que no existiría la posibilidad del manejo adecuado de estas situaciones de operación.

Los precios de corto plazo juegan un rol fundamental para movilizar los recursos de flexibilidad en los sistemas eléctricos. No obstante, su incremento asociado a inversiones puede requerir de incentivos más estables o predecibles de ingreso. Ambos enfoques resultan recomendables.

Los mercados de mediano plazo de energía (meses a tres años) permiten un manejo de riesgo para los agentes. En un mercado que funciona correctamente, la mayor parte de la energía es transada con bastante antelación a los mercados de corto plazo. Estos mercados pueden ser formalmente organizados con productos estandarizados (futuros, opciones), acordados en forma bilateral en mercados fuera del mercado organizado o sobre el mostrador OTC (*over the counter*) o informales con cantidades variables entre comercializadores, clientes libres y distribuidores. En los mercados europeos, cerca del 90% de la energía es transada en estos mercados. De esta forma, el mercado spot funciona principalmente como un mercado de valorización de desviaciones y balances para aprovechar oportunidades de corto plazo a través de las estructuras tipo bolsa de energía. Los contratos aportan certidumbre a la toma de decisiones en un mercado en que priman activos o procesos productivos intensivos en capital y larga vida útil que, de otra forma, serían percibidos como de alto riesgo por los inversionistas.

³ Pronta, se refiere a reserva detenida de partida rápida, con tiempos de disponibilidad inferiores a la respuesta habitual de la terciaria.

⁴ Por señal, se refiere a señales de control específicas como (arranque/detención, consigna, AGC, etc.) distintos al control automático de frecuencia (*droop control*).

Finalmente, los mercados de largo plazo (3 a 25 años) típicamente involucran decisiones de inversión en activos por toda o gran parte de su vida útil. De este tipo, se distinguen dos mercados: los mercados de capacidad y los contratos de largo plazo.

Los mercados de capacidad son típicamente mecanismos donde el operador determina requerimientos de capacidad (en MW), en plazos de tres a cuatro años en adelante. En subastas de capacidad, las diversas fuentes de capacidad pueden hacer ofertas de capacidad, como las asociadas a generación (independientemente de la tecnología), la respuesta de la demanda y en algunos casos el almacenamiento de energía y las interconexiones. El mercado de capacidad, en este contexto, remunera la disponibilidad del recurso, para su uso en casos de necesidad, y no la producción de energía.

Los contratos de largo plazo corresponden a acuerdos de compra de energía (PPA) o tarifas de inyección (*feed-in tariff*). La duración de estos contratos varía de 10 a 35 años, dependiendo de la vida útil de las plantas que los respaldan. Estos contratos suelen ser bilaterales entre una empresa de servicio eléctrico (como una distribuidora o un consumidor) y un generador. No obstante, con frecuencia, involucra una intervención gubernamental para promover un tipo de inversión o establecer una obligación a un precio regulado. Estos contratos suelen resultar de mecanismos de adquisición como las licitaciones.

Cabe mencionar que los distintos tipos de contratos pueden tomar el carácter de bilateral físico cuando el suministrador adquiere la obligación de suministro ante el cliente. En el caso que el contrato sólo corresponda a un instrumento de manejo de riesgo, sin obligación de suministro, estos corresponderán a la figura de contratos bilaterales financieros.

2.2 Comercialización en USA

Desde el punto de vista de la comercialización de energía, al 2017 en USA 17 estados más Distrito de Columbia mantienen esquemas completamente competitivos en todos los segmentos de demanda, lo que resume en el mapa de la Figura 2.4. Algunos estados suspendieron la libre elección de comercializador después de la crisis de California en 2000-2001. El panorama general es de una amplia penetración de los servicios competitivos en los segmentos industrial y de comercio y una relativamente baja tasa de penetración a nivel residencial.

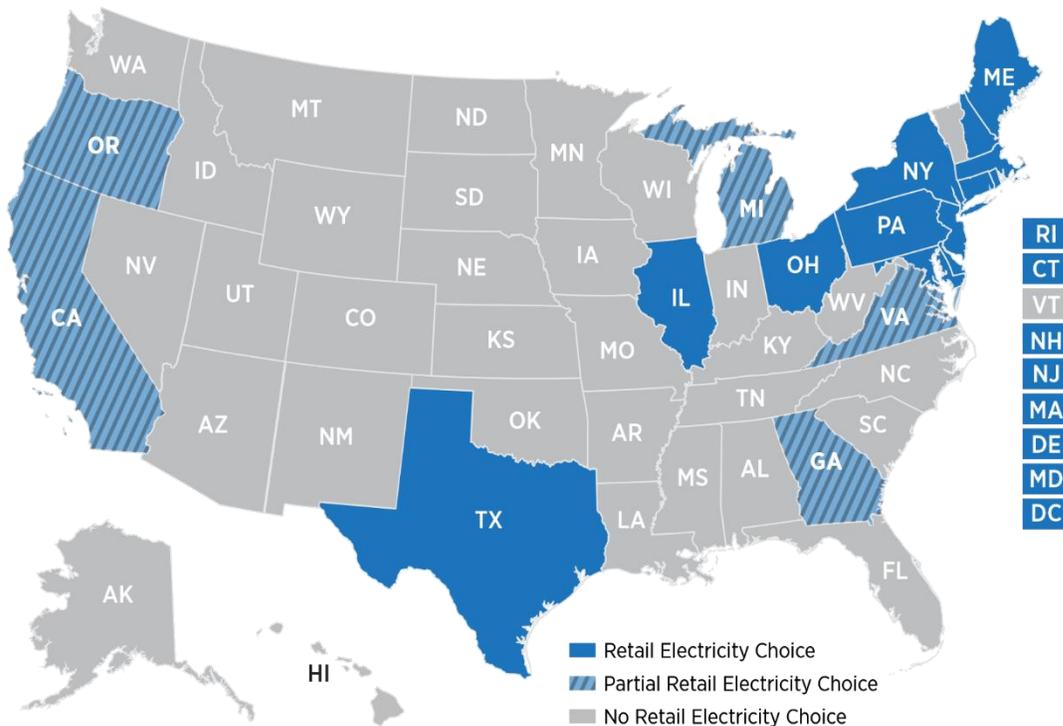


Figura 2.4: Estado de la comercialización en USA al 2017. Fuente NREL⁵

La introducción de libre elección en la comercialización eléctrica busca, por medio de la competencia, una reducción de precios, mejora del servicio e innovación. Sin embargo, para su evaluación se requiere medir el impacto en precios, lo que es una tarea compleja debido a los múltiples factores que lo afectan desde las condiciones del mercado mayorista, hasta los patrones de consumo y costos adicionales de implementación como administración, medición y facturación. Otra dimensión, más fácilmente medible es la volatilidad de los precios libres a nivel de cliente minorista. La gráfica de la Figura 2.5, compilada por la NREL en 2017 muestra un histórico de las desviaciones porcentuales interanuales de los precios medios entre dos grupos, el primero son los estados de USA sin comercialización competitiva y el segundo los con comercialización competitiva (se excluyen los estados con competencia parcial⁶). Como se ilustra en la figura los precios medios tienden a ser más volátiles en los estados con competencia en comercialización. En particular, entre 2003 y 2008 los estados con competencia vieron alzas más pronunciadas, seguidas de reducciones en años subsecuentes. Esto, particularmente en los estados de Texas y New Jersey, y que coincide con el comportamiento del precio del gas natural.

⁵ 21st Century Power Partnership, NREL, An Introduction to Retail Electricity Choice In The United States, 2017

⁶ Existe comercialización competitiva pero no tiene acceso a todos los consumidores, particularmente los residenciales.

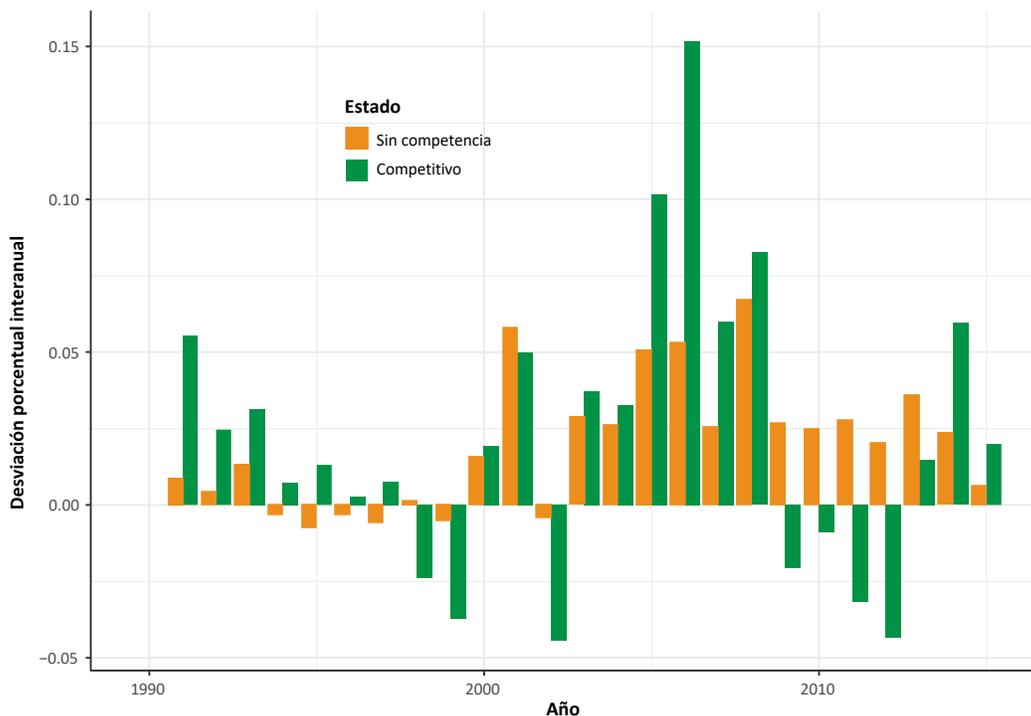


Figura 2.5: Desviaciones interanuales de precios de la electricidad, estados de USA con y sin competencia en comercialización. Fuente NREL 2017

2.3 Resumen de Revisión Internacional de mercados

2.3.1 Contexto

Se revisan cinco mercados eléctricos distintos que hayan implementado la figura del comercializador puro de energía en el mercado mayorista y la prestación de servicios complementarios. Por comercializador puro se entiende un agente comercial que compra y vende energía eléctrica y no tiene propiedad de activos en generación, transmisión o distribución. Para la elección de los mercados se prioriza aquellos con características similares al mercado eléctrico chileno tales como características geográficas, cantidad de usuarios finales, tamaño de mercado, entre otros. Adicionalmente, dos de estos mercados pueden haber sido incluidos en el “Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica” elaborado por ISCI para el Ministerio de Energía.

2.3.2 Resumen comparativo

La siguiente matriz resume una visión comparativa de los mercados seleccionados para la revisión general del estudio. Los mercados finalmente seleccionados para su revisión más detallada se presentan en el cuerpo de este documento, mientras que los restantes se presentan en las secciones de anexo.

Tabla 2.1: Resumen comparativo con cinco mercados eléctricos internacionales

		Chile	Australia NEM (I)	Colombia	España	UK (I)	USA PJM / Pennsylvania	USA
Tamaño, Gen.Bruta [TWh/año]		77	200	70	265	305	807	
Precio En. Elect. [USD/MWh]	Industrial	160	-	151	123	147	60	68
	Residencial	196	232	152	288	219	136	130
Mercado Spot Energía	Generación	CA	√	√	√	√	√	-
	PL Demanda		√		√	√	√	-
Esquema de Precio Spot		Nodal	Zonal	Nodal	Zonal	Zonal	Nodal	-
Mercado SSCC Reg / CF / Bal	Generación	AM	√		√	√	√	-
	PL Demanda		√		√	√	√	-
Mercado Capacidad	Generación	A		√	A	√	√	-
	PL Demanda				ei	√	√	-
Mercado Financiero	OTC	√	√	√+	√	√	√	-
	Formal		√		√	√	√	-
Comercializador Puro	Mayorista		√	√	√	√	√	-
	Minorista		√	o	√	√	√	-
Agregador de Recursos Distribuidos			√	e	e	√	√	-
	Fuente Precios	(1)	(1)*	(2)	(1)	(1)	(3)	(1)

A Administrativo (sin mecanismo de mercado)
 AM Parcialmente administrativo y de mercado
 CA Costo Auditado
 ei En estudio (e) y/o vías de implementación (i)
 o Permitido en la reglamentación pero sin desarrollo

OTC No estandarizado, Contratos *Over the Counter* (sobre el mostrador)
 PL Dem Participación por el Lado de la Demanda
 √+ Con incorporación de grados de estandarización
 (I) Incorporado en estudio del ISCI

Fuentes de Precios último año a septiembre de 2020

(1): IEA (2020), Key World Energy Statistics 2020, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2020>.

(1)*: Corresponde a valor reportado para toda Australia,

(2): Precios de la electricidad en todo el mundo | GlobalPetrolPrices.com

(3): IEA-USA (2020), https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_5_6_a

2.3.3 Selección para revisión detallada

Los criterios usados para hacer la selección de mercados para revisión más detallada se establecieron en los siguientes:

- Preferir representante en zonas de desarrollo de interés: Latinoamérica, USA, Europa.
- Sólo 1 puede haber sido incluido en estudio ISCI.
- Idealmente permitan dar una visión amplia del problema

Bajo los criterios expuestos se seleccionaron, en conformidad de la contraparte los siguientes tres mercados: Colombia, España, USA-PJM. Estos mercados constituyen un espectro amplio del problema con niveles de sofisticación creciente e inserción gradual de la figura del comercializador partiendo a nivel de mercado mayorista de energía (Colombia) y llegando a una integración completa en todos los mercados mayoristas y minoristas (US-PJM)

3 Revisión de Mercados: Colombia

3.1 Descripción general

3.1.1 Características e institucionalidad

Colombia cuenta con una población de 48.258.494 habitantes, según censo elaborado en 2018. Lo anterior, indica también que el país presenta un consumo medio anual de energía eléctrica por habitante del orden de los 1,45 MWh, siendo un indicador que enseña un bajo nivel del mismo comparado con otros países de la región, por ejemplo, para el caso de Chile es del orden de 4,08 MWh⁷.

El suministro eléctrico en Colombia depende del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y varios sistemas locales aislados en las Zonas No Interconectadas (ZNI). El SIN abarca la tercera parte del territorio y brinda cobertura al 96 por ciento de la población. El sistema ZNI, que cubre las dos terceras partes restantes del territorio nacional, solamente provee servicio al 4 por ciento de la población.

La siguiente tabla muestra la composición del parque de generación a diciembre de 2019 y la Figura 3.1 la generación de energía para el periodo 2014-2019.

Tabla 3.1 Capacidad Instalada en generación. Fuente: XM⁸.

FUENTE DE ENERGÍA	2018 MW	2019 MW	PARTICIPACIÓN (%)	VARIACIÓN 2019 VS. 2018
Recursos despachados Centralmente				
Hidráulicos	10.974	11.041	63,23%	0,61%
Térmicos	5.087	5.102	29,22%	0,29%
Gas	2.129	1.962	11,24%	-7,84%
Carbón	1.612	1.619	9,27%	0,43%
Combustóleo	272	272	1,56%	0,00%
ACPM	766	926	5,30%	20,89%
Jet1	44	44	0,25%	0,00%
Gas-Jet A1	264	279	1,60%	5,68%
Recursos No despachados Centralmente				
Menores	1.049	1.064	6,09%	1,43%
Hidráulicos	859	860	4,93%	0,12%
Térmicos	172	178	1,02%	3,37%
Eólica	18	18	0,11%	0,00%
Solar	-	8	0,05%	
Cogeneradores	149	149	0,85%	0,00%
Autogeneradores	53	106	0,61%	99,36%
Total SIN	17.312	17.462	100,00%	0,87%

⁷ <https://www.indexmundi.com/map/?v=81000&r=xx&l=es>

⁸ Combustóleo hace referencia al Fuel Oil, ACPM es el acrónimo de Aceite Combustible para Motor o diésel, y Jet/Jet A1 son combustibles para aeronaves.



Figura 3.1: Generación de energía eléctrica en Colombia, 2014-2019. Fuente: XM.

La red de transmisión del SIN y los Sistemas de Transmisión Regional (STR) están constituidos por líneas energizadas en los rangos de 110 kV hasta 500 kV, la siguiente tabla muestra el detalle de la composición de las mismas:

Tabla 3.2. Composición del sistema de transmisión

Nivel de tensión	Longitud (km)	Porcentaje
110 kV	3.545,12	13,2%
115 kV	7.692,1	28,6%
138 kV	15,49	0,1%
220 kV	2.675,23	10,0%
230 kV	10.391,01	38,7%
500 kV	2.535,09	9,4%

En particular, la distribución comprende el transporte con niveles de tensiones inferiores a 220 kV, cubriendo los STR (Sistemas de Transmisión Regional) que operan en el nivel 4 de tensión y los SDL (Sistemas de Distribución Local) que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1.

Los STR y SDL se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

- **Nivel 4:** Mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
- **Nivel 3:** Mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
- **Nivel 2:** Mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
- **Nivel 1:** Menor a 1 kV.

Son monopolios naturales cuyos ingresos son regulados con base en señales de eficiencia. Los distribuidores son los responsables por la expansión de sus redes. Se definen criterios de calidad y pérdidas de energía, entre otros, en la prestación del servicio

Una vez realizada la reforma al sector eléctrico colombiano en 1994, se definió una nueva estructura institucional, la que se resume en la siguiente figura.



Figura 3.2. Marco Institucional del sector eléctrico colombiano

Como se observa en la figura anterior, las instituciones participantes del sector se agrupan según su rol. En los siguientes párrafos se describen las principales.

- Ministerio de Minas y Energía, cuya misión es formular y adoptar políticas dirigidas al aprovechamiento sostenible de los recursos mineros y energéticos para contribuir al desarrollo económico y social del país.
- Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME), tiene por objeto planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos; producir y divulgar la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones; y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), tiene la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante y produzcan servicios de calidad
- Consejo Nacional de Operación (CNO), tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica y ser el ejecutor del Reglamento de Operación.
- Comité Asesor de Comercialización (CAC), es un comité creado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG – mediante la Resolución 68 de 1999, para asistirle en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del Mercado de Energía Mayorista.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), por delegación presidencial ejerce las funciones de inspección, vigilancia y control sobre las entidades y empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía y gas. Su creación legal, naturaleza, principios y funciones están señaladas en la Ley 142 de 1994 que establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios en Colombia. Cuenta con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial. Se encuentra adscrita al Departamento Nacional de Planeación.
- Operador del Sistema (XM), como se indica, la operación del sistema es responsabilidad de la empresa XM (filial del grupo ISA), y sus principales componentes asociados son los siguientes:
 - ASIC: el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) es el encargado del registro de las fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de

las subastas de obligaciones de energía firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).

- **CND:** el Centro Nacional de Despacho (CND) es el encargado de la planeación, la supervisión y el control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica. El CND está sujeto al cumplimiento del Código de Operación y a los acuerdos técnicos del CNO.
- **LAC:** el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) es el encargado de la liquidación y administración de cuentas por los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación que emite la CREG.
- **Transacciones Internacionales – TIE:** transacciones horarias originadas por el despacho económico coordinado, entre los mercados de corto plazo de los países miembros de la Comunidad Andina, o países con los que se tenga una integración regulatoria de mercados eléctricos, a través de enlaces internacionales.

3.1.2 Organización del sector y mercados

El mercado eléctrico colombiano fue creado en 1994, a partir de la reforma y su desregularización introducida por la Ley 143/1994. El mercado inició operación para mediados de 1995 y sus correspondientes reformas subsiguientes apuntaron a asegurar una competencia adecuada en el mercado al restringir la propiedad de la generación, comercialización y distribución a no más del 25% del mercado por empresa participante, también se incorporó una restricción en compañías de generación que tengan más de un 25% de propiedad de una empresa de distribución⁹. Sin perjuicio de lo anterior, el mercado eléctrico colombiano sigue presentando niveles altos de concentración, los tres generadores más grandes suman más del 60% de la generación¹⁰. La Figura 3.3 muestra la

⁹ Lorenzo Kristov, Mark Higgins, and Mihir Desu. Strategies for a Decentralized Grid: Recommendations for Colombia. Prepared for XM S.A. E.S.P. with funding from the World Bank. June 2019.

¹⁰ Juan Benavides, Ángela Cadena. Mercado eléctrico en Colombia: transición hacia una arquitectura descentralizada. Fedesarrollo. Octubre 2018. Disponible en: <https://repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/3673/ReporOctubre2018BenavidesyCadena.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

evolución del HHI desde 2008 hasta 2016¹¹. Asimismo, a pesar de estas restricciones sobre la concentración del mercado, empresas históricas verticalmente integradas¹² todavía ejercen poder de mercado entre sus incumbentes lo que dificulta una competencia completa. Las empresas de distribución también actúan como comercializadores, lo que representa una barrera para la competencia a nivel comercialización.

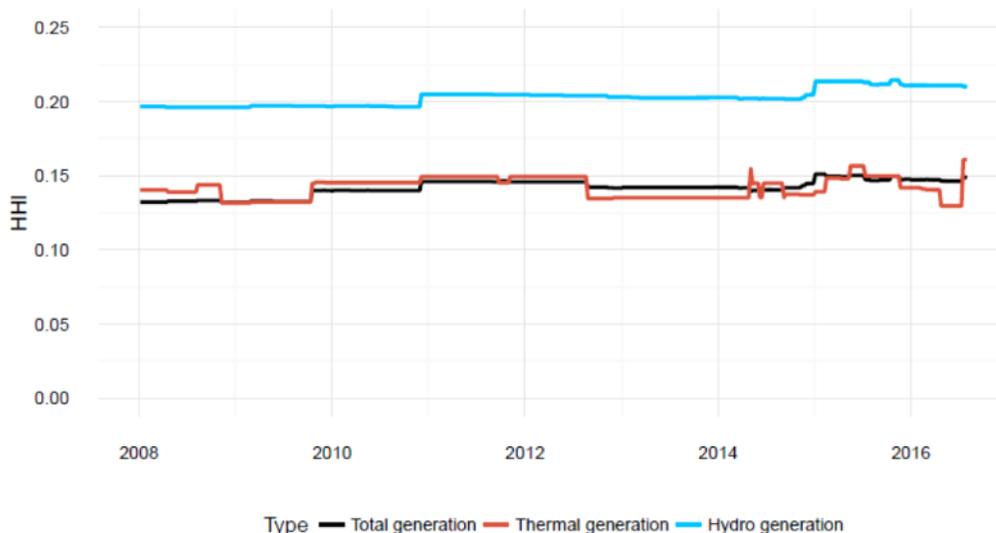


Figura 3.3: HHI para capacidad de generación eléctrica en Colombia 2008-2016¹³.

La mayor participación en el mercado está dominada por tres agentes EMGESA, ISAGEN y EPM que representan cerca del 60% de la generación. Asimismo, respecto de la fijación de precios los agentes EMGESA, ISAGEN, EPM, CHIVOR y CELSIA son los que tienen mayor participación. Por otra parte, a la fecha las empresas que continúan presentando integración vertical son EPM, CELSIA y la Empresa de Energía de Boyacá. Se observa, que empresas como EPM, CELSIA, tienen un impacto importante en la operación del mercado colombiano.

¹¹ El Departamento de Justicia de los Estados Unidos elaboró una clasificación de los mercados de acuerdo al índice HHI, dividiendo los mercados en tres segmentos caracterizados como: mercado no concentrado (HHI inferior a 0,1), moderadamente concentrado (HHI entre 0,1 y 0,18) y altamente concentrado (HHI superior a 0,18)

¹² La integración vertical no se permitió para empresas que se constituyeran después de la reforma.

¹³ McRae, S. D. y F. A. Wolak. 2017. Diagnosing the Causes of the Recent El Niño Event and Recommendations for Reform. Working Paper. Disponible en: http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/diagnosing-el-nino_mcray_wolak.pdf

El mercado mayorista de energía tiene tres fuentes de ingresos principales, a saber: Mercado Spot, Contratos bilaterales, Subastas del cargo por confiabilidad.

3.1.2.1 Mercado Spot

El Mercado Spot (*day ahead*) de energía se basa en ofertas aplicadas a un modelo uninodal con consideración operacional de las congestiones de transmisión, restricciones del sistema, y pérdidas. Sin embargo, el precio no considera estos factores. El precio usado para la casación del mercado se calcula el día después de la operación. Como consecuencia de lo anterior, la ausencia de un mercado de desbalance en tiempo real presenta desafíos para la integración de generadores renovables porque el Operador no puede hacer uso del despacho en tiempo real para hacerse cargo de las desviaciones entre los pronósticos de operación y la producción actual. En cambio, el Operador depende del balance en tiempo real para el servicio de regulación proporcionado principalmente por generadores hidráulicos.

Para un mejor entendimiento de la operación del mercado de corto plazo, se hará uso de lo que se muestra en la Figura 3.4. El primer paso corresponde al envío de los pronósticos de demanda de cada uno de los comercializadores, que en términos agregados es el que usa el Operador para realizar el despacho. Los generadores tienen plazo máximo hasta las 8:00 del día anterior para enviar sus ofertas, el cruce entre el pronóstico de demanda y la curva de oferta de los generadores (modelo uninodal sin restricciones) entrega el despacho ideal. Este despacho es informado a los generadores para conocimiento de necesidades de operación del día siguiente. Entre las 9:00 y 11:45 el Operador hace el chequeo de restricciones en un modelo multi nodal con el sistema de transmisión, para a las 15:00 disponer del despacho coordinado, que consiste del despacho nacional incluyendo la demanda de Venezuela y el mercado con Ecuador. Modificaciones posteriores a las 15:00 y hasta las 24:00 ya se consideran redespacho. Después del día de la operación real, el Operador ajusta el despacho ideal calculado en D-1 con valores de la demanda real, ilustrado como Despacho ideal*. Finalmente, se realizan las reconciliaciones, siendo los ajustes entre la operación real y el despacho ideal*.

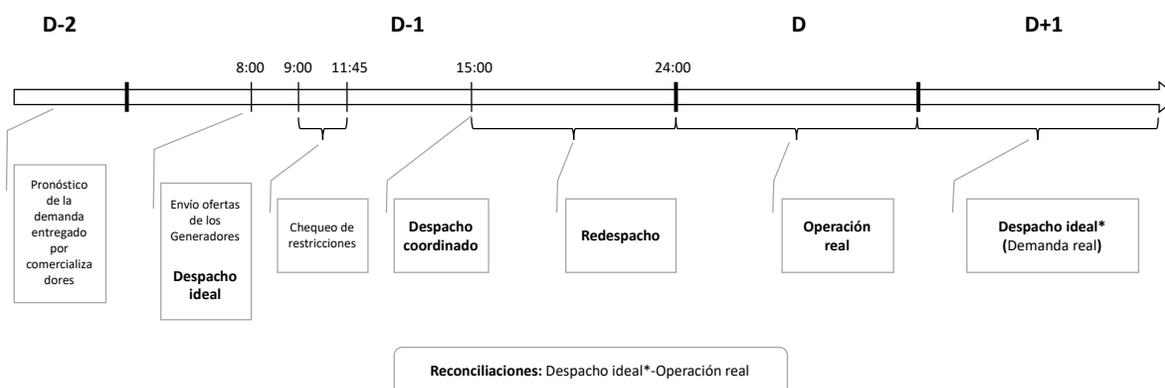


Figura 3.4. Mercado de corto plazo (Spot).

Lo anterior indica, y es uno de los tópicos a mejorar en el mercado de corto plazo en Colombia, que el despacho ideal realizado en D-1 no es vinculante y que se trata de un único precio de mercado, no hay señales de precios locales.

3.1.2.2 Contratos Bilaterales

Contratos bilaterales en los cuales los comercializadores compran energía de los generadores. Estos contratos bilaterales pueden ser de corto o largo plazo (típicamente de 2 años a 20 años respectivamente) y su objetivo busca mitigar el riesgo para las partes. Los contratos suscritos entre comercializadores y generadores (prácticamente un mercado OTC) para usuarios no regulados¹⁴ deben ser asignados de manera competitiva¹⁵. Por otro lado, los comercializadores que tienen propiedad sobre fuentes de generación sólo se pueden autoabastecer después de realizar una subasta pública y no pueden cubrir más del 60% de su demanda regulada con su propia generación.

Hasta 2019, en el caso de las empresas de distribución (usuarios regulados), éstas compran vía contratos bilaterales, siendo realizadas por subasta en sobre cerrado, sin publicidad de precios pactados. Según ECSIM¹⁶, hay por lo menos 20 modalidades de contratos bilaterales de electricidad, siendo las más comunes Pague lo Contratado, Pague lo Demandado y Pague lo Generado. En este contexto, Jara¹⁷ identificó los siguientes problemas en los contratos

¹⁴ Aquellos con demanda mayor a 100 kW o un consumo energético mayor a 55 MWh por mes.

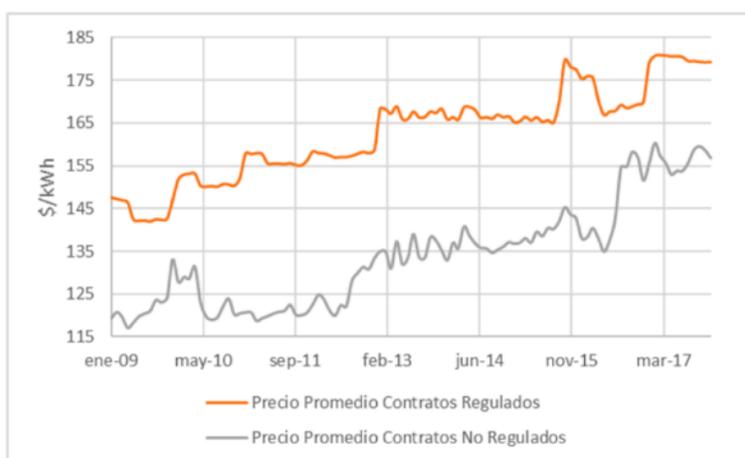
¹⁵ Hace referencia a que el comercializador no incurra en prácticas en contra de la libre competencia o competencia desleal. Son negociaciones directas entre las partes.

¹⁶ ECSIM. 2013a. Análisis descriptivo de la regulación y estructura de mercado del sector de energía eléctrica de Colombia. Informe 1. Resumen ejecutivo disponible en: <https://www.ptp.com.co/documentos/Resumenejecutivob.pdf>

¹⁷ Jara, D. 2016. Análisis del precio de escasez y del esquema de garantías para el MOR. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/8e7d5ef7bd314e4e0525803e0078de58/\\$FILE/Circular065-2016%20Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/8e7d5ef7bd314e4e0525803e0078de58/$FILE/Circular065-2016%20Anexo.pdf)

del mercado eléctrico colombiano: opacidad en la formación de precios, iliquidez, discriminación de precios según agente y diferenciación de precios para el mercado regulado y no regulado, ver Figura 3.5. Las fuentes de origen de estos elementos son variadas, pero las principales son: alta diversidad en los tipos de contratos (baja estandarización), consideraciones de las calidades crediticias de agentes contratantes (correcciones que llegan a ser asumidas por el usuario final), y la integración vertical de agentes importantes (que amplía diferencias entre precios a regulados y a no regulados). Existe también ausencia de garantías estrictas (hay agentes que no pueden participar al no cumplir condiciones crediticias y estos costos se incorporan tácitamente en los contratos) Lo anterior se debe a que en el mercado de largo plazo se maneja en una plataforma de cupos de crédito, observándose la ausencia de exigencias estrictas de garantías para los participantes. En efecto, no hay conocimiento de incumplimientos en estos contratos. Por otro lado, algunos participantes no pueden participar de este mercado, al no cumplir con requisitos mínimos de calidad crediticia. Lo anterior conduce a pensar que parte del ajuste crediticio se introduce en el precio del contrato, agregando elementos crediticios al costo que pagan los consumidores por la electricidad.¹⁸

De acuerdo con Benavides y Cadena¹⁹, las condiciones anteriores, y la baja competencia y asincronismo en las convocatorias /procesos para suministro de los usuarios regulados, el conocimiento de los compradores y la integración vertical otorgan ventajas a los vendedores en el esquema de la contratación bilateral. No se presentan transacciones continuas donde se encuentren compradores y vendedores para la comercialización del riesgo a diferentes plazos. La infrecuencia de las transacciones forma precios poco informativos y el carácter no estandarizado de los contratos, destacándose la necesidad de constituir un mercado estandarizado y anónimo de contratos.



¹⁸ Ibid 17

¹⁹ Ibid 10.

Figura 3.5: Comparación de precios en contratos bilaterales. Fuente: Benavides y Cadena²⁰.

A partir de este año, con la promulgación de la Resolución CREG 130 de 2019, se pueden identificar cuatro mecanismos bajo los cuales el comercializador puede dar suministro del mercado regulado:

- 1) Bolsa de energía,
- 2) Las convocatorias públicas a través del Sistema Centralizado de información de Convocatorias Públicas (SICEP) – Resolución CREG 130 de 2019
- 3) Los mecanismos de comercialización debidamente reconocidos por la CREG – Resolución CREG 114 de 2018
- 4) las Subastas de Largo Plazo de Energía organizadas por el Gobierno Nacional.

Respecto de las convocatorias públicas a través del SICEP²¹ es que su publicidad y transparencia ahora se garantiza por medio de este. El cual es administrado y diseñado por el ASIC, encargado del registro de los contratos de energía. Esto establece una diferencia con la regulación anterior, pues su publicidad se daba a través de periódicos y no de un mecanismo centralizado. Por lo anterior se busca aumentar la transparencia y neutralidad de las convocatorias al exigir mayor reporte de información a los comercializadores, y permitir el acceso a esta por parte de los demás agentes y usuarios. Adicionalmente, da mayor libertad en cuanto a los criterios de evaluación de ofertas, en contraste con la regulación anterior, en la que el precio era el factor determinante. Asimismo, con el fin de limitar los conflictos de interés entre los agentes y los usuarios, también se permite a los agentes integrados participar en las convocatorias públicas, con los siguientes límites a la cantidad de energía para su demanda regulada que pueden adquirir de estos, sin importar su participación en la demanda regulada nacional: para 2020 y 2021, hasta 50%; para 2022, hasta 40%; entre 2023 y 2026, hasta 20%; y, a partir del 1 de enero de 2027, hasta 10%. Vale recalcar, como se mencionó con anterioridad, que este límite estaba fijado en un 60%.

La Figura 3.6 muestra el proceso aplicable a las convocatorias bajo SICEP.

²⁰ Precios en pesos colombianos.

²¹ <https://sicep.xm.com.co>

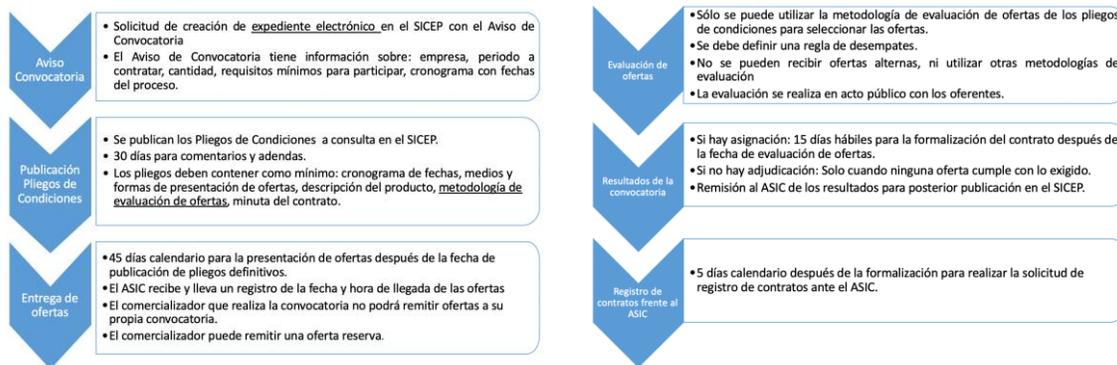


Figura 3.6. Procedimiento convocatorias SICEP. Fuente: CREG²².

En cuanto a lo definido en la Resolución CREG 114 de 2018, se definen los principios y condiciones generales que deben cumplir aquellos mecanismos para la comercialización de energía eléctrica, que aspiren al reconocimiento de los costos agregados de las compras de energía en el costo unitario de la prestación del servicio al usuario regulado. Asimismo, definir el procedimiento de evaluación de los resultados de dichos mecanismos. Se definen los principios de eficiencia, transparencia, neutralidad y fiabilidad como marco para el desarrollo de los mecanismos.

En cuanto a las subastas de largo plazo organizadas por el gobierno, se trata de casos particulares, como lo fue la subasta para promoción y desarrollo de ERNC realizada en octubre de 2019.

Finalmente, respecto de la evolución prevista de la participación del mercado de contratos actuales en Colombia se presenta en la Figura 3.8.²³ Como se puede observar las modalidades de contratación más comunes son Pague lo Contratado, en el que el comprador paga toda la cantidad contratada, y Pague lo Demandado, en el que el vendedor se compromete a suministrar cantidades inciertas del lado de la demanda. Lo que genera niveles de riesgo diferentes; en la primera modalidad existe riesgo de precios para el vendedor, mientras que en la segunda modalidad hay riesgo de precios y cantidades para el comprador.

3.1.2.3 Subastas por Confiabilidad

El producto original, que era un cargo por capacidad fue sustituido por el instrumento actual en 2008, dado su mal desempeño en las sequías causadas por el fenómeno de El Niño. El

²² CREG. Convocatorias públicas para la suscripción de contratos para el mercado regulado. Taller de socialización. Julio de 2019.

²³ La participación del mercado de contratos se reduce en el tiempo por el vencimiento de los mismos

cargo actual es una opción de compra que los consumidores tienen de recibir energía a un precio denominado “de escasez”, cada vez que el precio de la bolsa de electricidad supera este valor. Los generadores adscritos a este esquema reciben una prima mensual como compensación por no cobrar el precio pleno de bolsa cuando éste es igual o superior al precio de escasez²⁴. Su diseño buscaba resolver un problema suficiencia premiando el aumento de energía firme.

De acuerdo a Corredor et.al ²⁵. Existen tres deficiencias en el actual mecanismo de cargo por confiabilidad:

1. Como se demostró en McRae y Wolak (2019a)²⁶, aumenta el incentivo para que los grandes proveedores ejerzan poder de mercado unilateral en el mercado de energía a corto plazo cuando surgen condiciones críticas del sistema. Al ajustar sus ofertas en precio y cantidad, los generadores tienen la capacidad de ejercer poder de mercado y poder escoger si se produce una condición de escasez, vía retención de generación.
2. Los resultados en McRae y Wolak (2019b)²⁷ muestran que condujo a mayores costos para los consumidores y niveles promedio más bajos de agua, sobre todo durante períodos previstos de El Niño. Por lo tanto, no parece ser un mecanismo efectivo para equilibrar la confiabilidad del sistema y la eficiencia del mercado.
3. La certeza de los ingresos proporcionados por el mecanismo de cargo por confiabilidad reduce el incentivo de los proveedores para vender contratos a largo plazo de energía a precio fijo y comprar y vender otros instrumentos de cobertura. Esto puede reducir la liquidez y los volúmenes negociados en estos mercados.

Es importante mencionar que el cargo por confiabilidad se diseñó originalmente para garantizar que el sistema dominado por energía hidroeléctrica en Colombia estuviera respaldado con suficiente capacidad de generación térmica para satisfacer la demanda del sistema en condiciones de poca agua. El gobierno colombiano ha tomado medidas recientemente para aumentar la capacidad de generación eólica y solar. Estas tecnologías de generación variable son poco adecuadas para participar en el mecanismo de cargo por

²⁴ McRae, S. D. y F. A. Wolak. 2017. Diagnosing the Causes of the Recent El Niño Event and Recommendations for Reform. Working Paper. Disponible en: https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/diagnosing-el-nino_mcray_wolak.pdf

²⁵ Pablo Corredor, Udi Helman, Diego Jara, Frank A. Wolak “Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro. Foco 1 – Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico ” White Paper. Enero 2020.

²⁶ MacRae, Wolak. (2019a). Market Power and Incentive-Based Capacity Payment Mechanisms. Recuperado de <http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/2019-03-mcrae-wolak-capacity.pdf>

²⁷ MacRae, Wolak.(2019b). Retail Pricing in Colombia to Support the Efficient Deployment of Distributed Generation and Electric Vehicles. Recuperado de <http://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/2019-03-mcrae-wolak-colombia.pdf>

confiabilidad existente, ya que la energía firme de una unidad de generación se define como la cantidad de energía que la unidad puede proporcionar en condiciones extremas del sistema.

El bajo desempeño de algunas unidades de generación (el ejemplo más notorio es Termocandelaria) durante el evento más reciente de El Niño en 2016 ha revelado deficiencias en los mecanismos de compensación y penalización diseñados para garantizar que la energía firme vendida bajo el mecanismo de confiabilidad proporcionará esta energía firme durante eventos de El Niño.

Históricamente, el mecanismo de cargo por confiabilidad ha jugado un papel clave para impulsar la expansión de la capacidad de generación en Colombia. Las subastas de cargos por confiabilidad se basan en las ofertas de precio y cantidad de nueva capacidad de generación, con las plantas existentes participando como tomadores de precios en estas subastas. Por lo tanto, los precios de capacidad deben cubrir el costo esperado de invertir en capacidad de nueva generación. Esta lógica implica que los mecanismos de suficiencia de los recursos a largo plazo deben juzgarse en gran parte en función de las señales económicas que se brindan a los inversionistas para lograr costos bajos de la capacidad de la nueva generación independiente de los costos operativos para atender la demanda en todas las posibles condiciones futuras del sistema. Estas subastas se realizan/convocan cada vez que la demanda a cubrir supera la energía que se puede atender con las OEF (Obligaciones de Energía Firme). La CREG cuenta con mecanismos de asignación para realizar verificaciones anuales, si la comparación arroja un déficit (menor oferta de ENFICC que demanda) se convoca una asignación por medio de subasta, incentivando la entrada a nuevas plantas (para estas son asignadas OEF hasta por veinte años. Por otro lado, si se presenta un superávit (mayor oferta que demanda) se realiza una asignación administrada por un periodo de vigencia de un año entre las unidades existentes a “prorrata” de su participación en la oferta total, sin la inclusión de nuevas plantas.²⁸ La asignación de las OEF entre los distintos generadores e inversionistas, se realiza mediante una subasta “de reloj descendiente”. En esta transacción del mercado mayorista participan activamente generadores e inversionistas, y la demanda está representada por una función de precio y cantidad de energía determinada por la CREG. Esta subasta se llevará a cabo varios años antes de la vigencia de las obligaciones de energía firme a ser asignada, para que haya el tiempo suficiente para que los nuevos proyectos puedan entrar en operación para esas fechas. Puede haber también subastas de reconfiguración para vender OEF o comprar OEF de plantas asignadas actualmente. Según se define en la Resolución CREG

²⁸ Moreno-Chuquen., R., y Cantillo-Luna., S. (2020). Análisis del riesgo de la cobertura de energía firme en Colombia a mediano plazo. *Tecnura*, 23(64). 23-33.

071/2006, y posteriores modificaciones en las resoluciones CREG 103 Y 104/2018 y 02 de 2019, entre otras.

La Remuneración Real Individual (RRID) es el concepto a través del cual se remunera, en el mercado de energía colombiano, a los generadores que cubren la demanda a través de OEF que le hayan sido asignadas. Esta remuneración es conocida como Remuneración Individual Diaria-RRID y se tienen en cuenta dentro del proceso de cálculo las obligaciones de energía firme diarias y el precio al cual fueron pactadas; adicionalmente, con el objetivo de buscar el cumplimiento comercial de dichas obligaciones, se involucra dentro del proceso de cálculo la disponibilidad comercial de la planta y los respaldos asociados a los diferentes anillos de seguridad (ver Sección 3.3) del cargo por confiabilidad. Esta remuneración es pagada al agente generador por la disponibilidad de sus activos de generación que garanticen el cumplimiento de la OEF que le fue asignada en la subasta, para asegurar a los usuarios la confiabilidad de la prestación del servicio bajo condiciones críticas.

La RRI se calcula sobre una base diaria y por agente, tomando estos valores como base de calcula la Remuneración Real Total del sistema (RRT) en un periodo mensual. A partir de la RRT se determina el Costo Equivalente Real de Energía (CERE), cuyo cálculo es equivalente al RRT dividido por la suma de la energía entregada por las plantas del sistema (despachas centralmente y no centralmente) en el periodo de análisis. Este valor es incluido en la base de los precios de oferta que presentan los generadores para el despacho económico, e impacta directamente los precios de bolsa que resultan en el despacho ideal, los precios de reconciliación, AGC, etc.²⁹

La Figura 3.7 muestra la proporción del CERE respecto del precio de bolsa para el periodo comprendido entre julio de 2019 y julio de 2020. Para este caso el CERE promedió 18,96 USD/MWh, y para el mismo periodo de análisis la media del precio de bolsa fue de 79,11 USD/MWh. Vale la pena aclarar, que este cálculo tiene un mérito indicativo, y no es posible sacar concluir mucho al respecto ya que el precio bolsa presenta una alta volatilidad, mas que todo producida por meses de sequía de diciembre del 19 a mayo del 20.

²⁹ Juan Carlos Bedoya, Edwin Ariel Rodas, Diego Felipe García. Descripción de los Aspectos Comerciales del Esquema del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Eléctrico Colombiano. Scientia et Technica Año XXI, Vol. 21, No. 1, marzo de 2016. Universidad Tecnológica de Pereira.

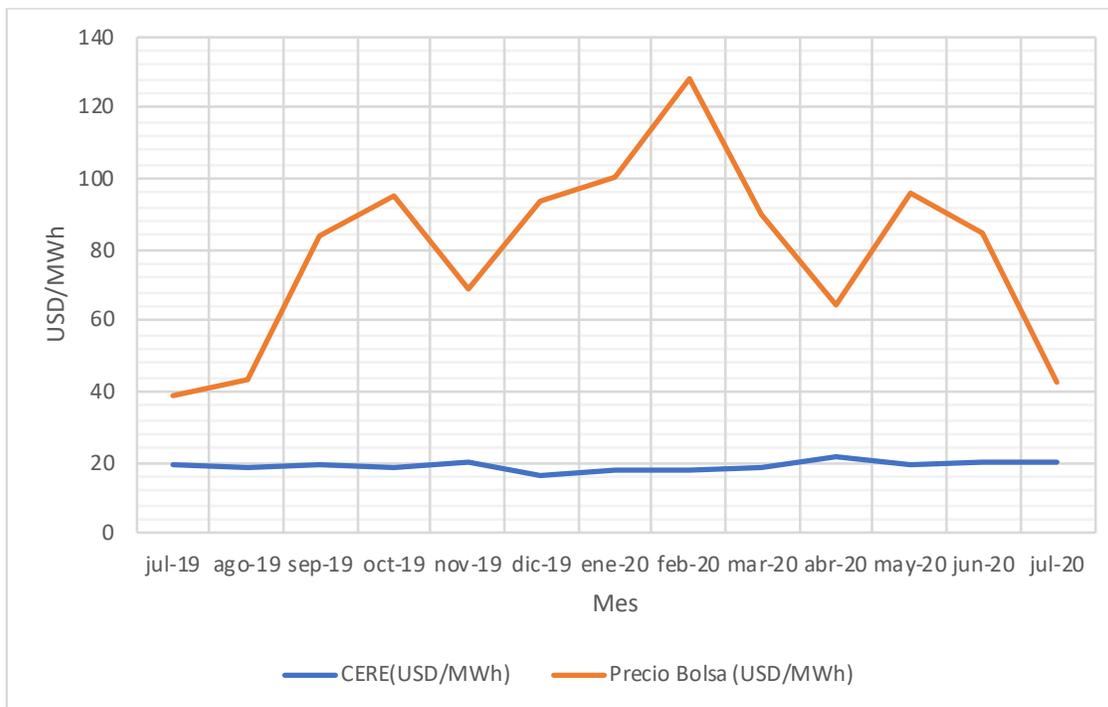


Figura 3.7. Comparación CER y precio de bolsa. Fuente: XM.

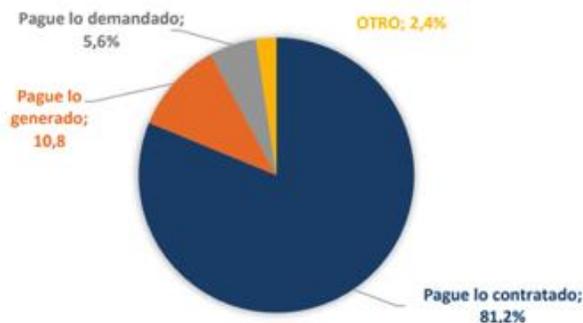
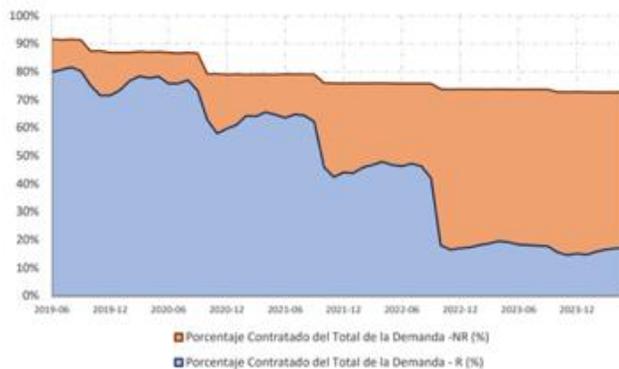


Figura 3.8: Evolución prevista de participación de mercado de contratos.

3.1.2.4 Servicios Complementarios

La regulación primaria está reglamentada y debe ser provista obligatoriamente por todas las plantas que son despachadas centralmente, deben proveer un 3% de su generación en línea (Resolución CREG 023-2001). La regulación secundaria es vía AGC, y su remuneración es a través del mercado de AGC, también expuesto en resoluciones. Regulación terciaria se hace a través finalmente de la generación real y el predespacho ideal, también se hace a través de las reconciliaciones. Las reconciliaciones son las diferencias que se pagan entre la generación ideal y generación real de una planta. Existen dos tipos de reconciliaciones: i) Reconciliaciones positivas, que indican costos asociados con generaciones de seguridad fuera de mérito, aplicables para cuando la generación real es mayor a la ideal (generador recibe), y ii) reconciliaciones negativas, que indican costos asociados con generaciones desplazadas en el despacho real por generaciones de seguridad fuera de mérito o por atrapamientos (restricciones de red), aplicables para cuando la generación ideal es mayor a la real (generador paga).

Actualmente, en el SIN, los requerimientos para la reserva operativa (secundaria) se determinan como el mayor valor entre el máximo porcentaje de uso de la “holgura del AGC³⁰” en 195 días seleccionados en el año anterior y el valor mínimo para la holgura que corresponde al tamaño de la unidad de generación más grande (actualmente es de 273 MW – unidades de la central Hidro Sogamoso). En otras palabras, el máximo mayor en MW usado en términos de reserva de AGC que declararon las unidades de generación durante el periodo de tiempo ya especificado.

Conforme a lo que ocurre en otros sistemas, este margen de reserva para el servicio de AGC debe ser suficiente para compensar eventos de pérdida de unidades de generación/demanda, variaciones del pronóstico de la demanda y los cambios en la producción originados por el cumplimiento del esquema comercial del mercado mayorista de electricidad colombiano. A nivel internacional es común encontrar que el margen de regulación secundaria es un porcentaje de la demanda o la pérdida de la unidad más grande.³¹

³⁰ La Holgura para AGC, también conocida como “Reserva de AGC”, corresponde a la potencia activa de reserva destinada al servicio de regulación secundaria de frecuencia, la cual es entregada por unidades de generación previamente habilitadas para dicho servicio en cumplimiento de los criterios técnicos establecidos en la reglamentación vigente.

³¹ PSR-PHC.Consultoría para la Simulación de Reglas Operativas Definidas en los Estudios de Despacho Vinculante, Mercado Intradiario y Servicios Complementarios.Informe de Avance 3: Metodología de Modelación. Presentado a CREG. Circular CREG 005/2020.

La regulación vigente aplicable al AGC está definida en la resolución CREG 076 de 2009, la que tiene las siguientes características:

- Proceso de optimización que minimiza los precios para cubrir las necesidades del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en las 24 horas.
- Los precios son los ofertados por los agentes generadores para la Bolsa de energía, las generaciones para AGC ofertadas y las disponibilidades declaradas por la planta y/o unidad.
- La optimización AGC se hace primero y posteriormente se hace el proceso de optimización del despacho de energía.

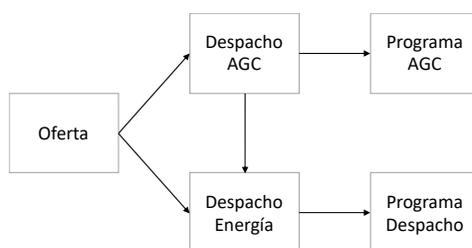


Figura 3.9. Despacho del AGC y Energía. Fuente: CREG.

Para el caso colombiano el servicio AGC lo prestan principalmente las plantas hidráulicas y para algunas ocasiones de formación de islas se utilizarían plantas térmicas a gas. Como ya se mencionó con la holgura (HO) se determina los recursos de generación que pueden subir o bajar la generación, es importante notar que esta es simétrica para arriba y abajo. Las plantas de generación a las que se les haya asignado el servicio AGC son objeto de remuneración. La asignación de generaciones de seguridad, los asumirán los comercializadores a prorrata de su demanda si se debe a: i) soporte de voltaje del SIN, ii) asociada con el criterio de confiabilidad VERPC (Valor Esperado de Racionamiento de Potencia a Corto Plazo), iii) consideraciones de estabilidad del SIN, y iv) condiciones anormales de orden público (CAOP). Por otro lado, el servicio AGC lo pagan los generadores.

3.1.3 Sobre la actividad de comercialización

El marco regulatorio que establece las relaciones entre los comercializadores y el usuario final (regulado o no regulado) está definido en la resolución CREG 108 de 1997 y, por otro lado, la regulación que establece la remuneración de la actividad de comercialización a usuarios regulados en el SIN está contenida en la resolución CREG 180 de 2014. Dicha metodología presenta dos componentes principales:

- Costo base de comercialización: corresponde al valor eficiente asociado a los gastos en que incurren los comercializadores en su gestión de cara al mercado y a los usuarios.

- Margen operacional: ajustado por riesgos de cartera que enfrenta el comercializador por atención a los usuarios tradicionales, ubicados en áreas especiales y los interconectados en la ejecución de los planes de expansión de cobertura. Este ajuste también incluye el reconocimiento de los costos del ciclo de efectivo³² y tiempo requerido para el giro de los subsidios³³.

La metodología también incluye la remuneración de los costos de las garantías financieras constituidas ante el Mercado Mayorista (Resolución CREG 019 / 2006), las constituidas para cubrir el pago por los cargos por uso del STR y/o del SDL según Resolución CREG 159 /2011, el costo mensual de las contribuciones a las entidades regulación y control, los costos de los servicios del CND y del ASIC. También prevé el traslado de costos asociados al prestador de última instancia³⁴ y la posibilidad de realizar un cobro fijo y uno variable a los usuarios.³⁵

Esta propuesta metodológica vigente se desarrolló en el marco de un modelo de la actividad de comercialización que se muestra en la siguiente figura. En esta figura se observa que el comercializador puro (C) puede atender tanto clientes regulados como no regulados, siendo este último su mercado con mayor participación. No obstante, no se ha logrado participar activamente de este segmento de mercado por dos causas principales: i) el poco despliegue de medición inteligente, lo que incrementa costos de medición y facturación a sus clientes y ii) el poder de mercado que ejercen los comercializadores incumbentes, bien sea por su vínculo con el operador de red o porque es una empresa verticalmente integrada.

³² Costos financieros por ciclos de cartera

³³ Efecto de subsidios cruzados en que usuarios de mayor condición socio económica contribuyen al pago de los de menor.

³⁴ Agente seleccionado para realizar la actividad de Comercialización de energía eléctrica cuando el prestador que ha sido escogido por un Usuario no puede prestar el servicio por las causas definidas en la regulación.

³⁵ CREG. Documento CREG 110/2019. Comercialización de energía eléctrica para usuarios regulados en el SIN. Bases conceptuales para su remuneración.

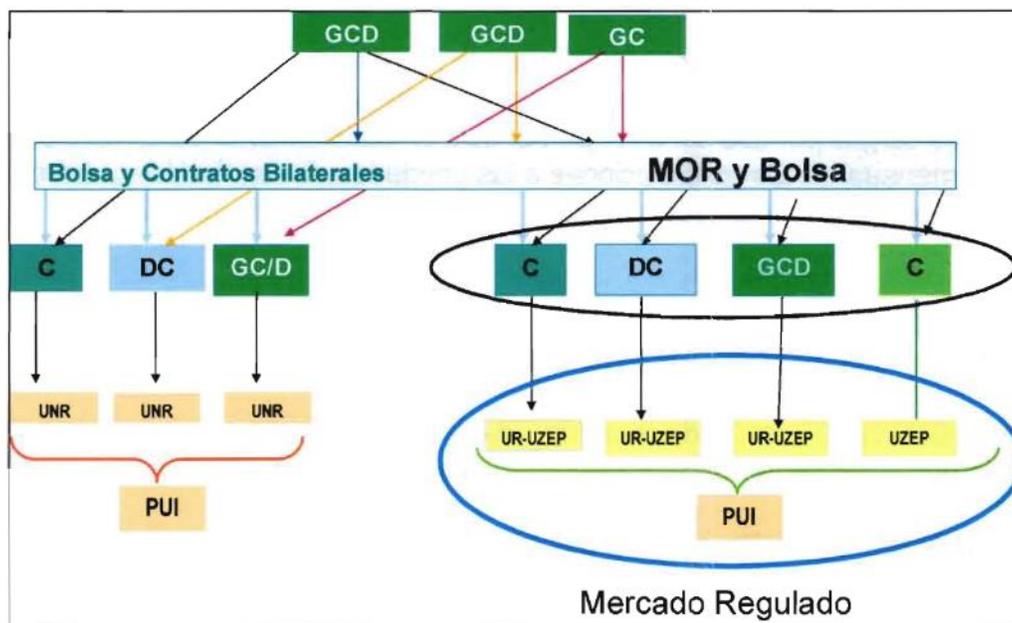


Figura 3.10. Modelo de la actividad de comercialización de energía eléctrica en el SIN. Fuente: Documento CREG 020 de 2012.

Nota:

- MOR- Mercado Organizado para la demanda regulada (subastas)
- UNR – Usuario No regulado
- UR – Usuario Regulado
- ZEP - Zonas especiales³⁶
- PUI – Proveedor de Última Instancia

Respecto de las garantías, la resolución CREG 019/2006 hace referencia al cumplimiento de todas aquellas obligaciones en el Mercado de Energía Mayorista y el Sistema Interconectado Nacional, que liquida y factura el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) a los agentes registrados en el Mercado, será objeto de garantías que se otorgarán a favor del ASIC, en su calidad de operador del Mercado y mandatario de los agentes, con sujeción al Reglamento de Mecanismos de Cubrimiento para las Transacciones en el Mercado de Energía Mayorista, que para el efecto elabora el ASIC.

Estas garantías deben asegurar el pago de: todas las obligaciones de cada uno de los agentes que participe en el mercado mayorista a través de la Bolsa de Energía, los cargos del CND y

³⁶ Son en su conjunto, además de las zonas subnormales urbanas, áreas rurales de menor desarrollo, y comunidades de difícil gestión definidos en el presente decreto, las zonas no interconectadas y territorios insulares. Decreto 4978 de 2007, Ministerio de Minas y Energía.

del ASIC, los cargos por uso del SIN, los pagos por reconciliaciones, servicios complementarios, cargo por capacidad y cualquier otro concepto, que sean liquidados y recaudados por el Administrador del SIC o por el LAC. Por tal razón deben estar vigentes por lo menos hasta el momento en que se verifique la cancelación de las obligaciones adquiridas y cubrir cada uno de los meses pendientes de pago.

Criterios que deben cumplir las Garantías

Los instrumentos que se podrán admitir como garantías deben cumplir los siguientes principios:

- *Que cubran por todo concepto el estimado de las liquidaciones realizadas por el ASIC y el LAC.*
- *Que sean calculados en valores en moneda nacional.*
- *Que otorguen al ASIC o a quien realice sus funciones, la preferencia para obtener de manera inmediata el pago de la obligación garantizada.*
- *Ser otorgados de manera irrevocable a favor del ASIC, o quien realice sus funciones.*
- *Ser líquidos y fácilmente realizables*
- *Estar incluidos en el Reglamento de Mecanismos de Cubrimiento para las Transacciones en el Mercado de Energía Mayorista*

Otra posibilidad de garantizar las obligaciones de los agentes puede ser la de crear un fondo de sustentación con la participación de un número plural de agentes que estaría conformado por los aportes iniciales hechos por todos y por las cuotas periódicas que los mismos paguen, en uno u otro caso en función de su participación en el mercado.

La negociación, celebración y modificación de los contratos de garantía que se celebren para proteger a los agentes participantes del mercado mayorista en los contratos que deben cumplirse en las transacciones en la bolsa de energía, se someterán a las reglas propias de tales contratos, y no a las que se apliquen a los contratos cuyo cumplimiento garantiza

PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE GARANTÍAS FINANCIERAS Y MECANISMOS ALTERNATIVOS PARA CUBRIR TRANSACCIONES EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

El total a cubrir se determinará como la sumatoria de los valores que resulten para cada uno de los siguientes conceptos, relacionados con las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista administrados por el ASIC y por el LAC:

GARANTÍA, CESIÓN O PREPAGO TOTAL = VOTB + S + STN + STR

Donde:

$VOTB = EB * PB + REST - VREC + CREC - SAGC + RCAGC - VDES + CDES + CSRPF - VSRPF + VR - VD$

EB: Energía en Bolsa (kWh), calculada como el balance descrito por la siguiente fórmula:

$EB = VCONT - CCONT - GENIDEAL + DDACIAL$

Donde:

- CCONT: Compras en Contratos, en kWh, vigentes para el mes a cubrir o para la semana a prepagar. Para el cálculo se utilizará la información de las variables del mercado del último mes liquidado.
- VCONT: Ventas en Contratos, en kWh, vigentes para el mes a cubrir o para la semana a prepagar, que sean susceptibles de ser despachados. Para el cálculo se utilizará la información de las variables del mercado del último mes liquidado. Se entiende por contratos susceptibles de ser despachados aquellos que se encuentran registrados ante el ASIC y que pueden resultar despachados ante cualquier valor de las variables del mercado o de las variables pactadas entre las partes contratantes. Se incluyen, entre otros, a aquellos contratos que son registrados ante el ASIC con condiciones suspensivas, aún cuando tales condiciones no se hayan dado en la fecha en que se realiza el cálculo o actualización de los montos a cubrir. Para todos los contratos que cumplan las anteriores condiciones, debe suponer el ASIC que las mismas se dan y en ese sentido, queda aplicado el criterio de susceptibilidad de despacho.
- GENIDEAL: Promedio mensual o semanal, según el caso, de la Generación Ideal del Agente, en kWh, de los últimos tres meses facturados.
- DDACIAL: Demanda Comercial mensual o semanal, según el caso, en kWh, calculada con las curvas típicas de demanda para cada submercado o frontera comercial obtenidas de acuerdo la metodología vigente en la fecha de cálculo. Alternativamente, se podrá utilizar la información histórica disponible en el ASIC.

PB: Precio promedio ponderado de Bolsa, en \$/kWh, del último mes facturado.

REST : Restricciones, en pesos, correspondiente al promedio mensual o semanal, según el caso, de los tres últimos meses facturados, incluyendo la asignación de las Rentas de Congestión.

CREC: Compras por reconciliación, en pesos, correspondiente al promedio mensual o semanal, según el caso, de los tres últimos meses facturados.

VREC: Ventas reconciliación, en pesos, correspondiente al promedio mensual o semanal, según el caso, de los tres últimos meses facturados.

SAGC: Valor del servicio de AGC, en pesos, correspondiente al promedio mensual o semanal, según el caso, de los tres últimos meses facturados.

RCAGC: Valor de la responsabilidad comercial por la prestación del servicio de AGC, en pesos, correspondiente al promedio mensual o semanal, según el caso, de los tres últimos meses facturados.

VDESV: Ventas por desviaciones, en pesos, correspondiente al promedio mensual o semanal, según el caso, de los tres últimos meses facturados.

CDESV: Compras desviaciones, en pesos, correspondiente al promedio mensual o semanal, según el caso, de los tres últimos meses facturados.

CSRPF: Compras Regulación primaria de Frecuencia, en pesos, correspondiente al promedio mensual o semanal, según el caso, de los tres últimos meses facturados.

VSRPF: Ventas regulación primaria de frecuencia, en pesos, correspondiente al promedio mensual o semanal, según el caso, de los tres últimos meses facturados.

VR: Valor a recaudar por cargo por capacidad, en pesos, calculado como sigue:

$$VR = (CEE_{\text{último conocido}} * GENREAL)$$

Donde:

CEE _{último conocido}: Costo Equivalente del Cargo por Capacidad, en \$/kWh. Se tomará el último valor conocido a la fecha de cálculo.

GENREAL: Generación Real, en kWh, correspondiente al promedio mensual o semanal, según el caso, de los tres últimos meses facturados.

Las plantas menores sólo presentarán Garantías o Mecanismos Alternativos por este concepto sobre las ventas de energía en la bolsa.

VD: Valor a distribuir por cargo por capacidad, en pesos, calculado como sigue:

$$VD = (CRR * VMC * TRM) * K$$

Donde:

CRR : Se utilizará el último valor conocido.

VMC: Se utilizará el valor vigente.

TRM: Tasa representativa del Mercado vigente a la fecha de cálculo.

K: Constante que será 1 para Garantías, Cesión de Derechos de Crédito y Prepagos Mensuales y 7/30 para Prepagos Semanales.

S: Remuneración que perciben el Centro Nacional de Despacho –CND- y el Administrador del SIC –ASIC–.

CND: Servicios por CND * K

K: Constante que será 1 para Garantías, Cesión de Derechos de Crédito y Prepagos Mensuales y 7/30 para Prepagos Semanales.

Se toma el último valor facturado por servicios del CND.

La distribución de este cargo se realizará acorde con lo establecido en la Resolución CREG 124 de 2005 o aquéllas que la modifiquen, sustituyan o complementen considerando la mejor información disponible en el ASIC.

ASIC: Servicios por ASIC * K

K: Constante que será 1 para Garantías, Cesión de Derechos de Crédito y Prepagos Mensuales y 7/30 para Prepagos Semanales.

Se toma el último valor facturado por servicios del ASIC.

La distribución de éste cargo se realizará acorde con lo establecido en la Resolución CREG 124 de 2005 o aquéllas que la modifiquen, sustituyan o complementen, considerando la mejor información disponible en el ASIC

Si el ASIC no dispone de información histórica completa de los últimos tres meses para un Agente determinado, pero dispone de información histórica para más de quince (15) días, para el cálculo de las variables GENIDEAL, GENREAL, REST, CREC, VREC, SAGC, RCAGC, VDESV, CDESV, CSRPF y VSRPF usará el promedio de los días calendario de los que dispone de información para el Agente.

Si el ASIC dispone de información histórica para menos de quince (15) días, el cálculo de las variables GENIDEAL, GENREAL, CREC, VREC, SAGC, RCAGC, CDESV, CSRPF y VSRPF, se realizará de la siguiente forma:

Donde:

$V_{m,i}$ Variable m que se está calculando para el Agente i, considerando como variables GENIDEAL, GENREAL, CREC, VREC, SAGC, RCAGC, CDESV, CSRPF y VSRPF.

$V_{m,S}$ Variable m para el sistema en los últimos tres (3) meses facturados.

N Número de días del trimestre considerado.

n Número de días de operación comercial que se prevén para el Agente en el mes o semana, según el caso, para el período que se calculan los montos a cubrir.

$C_{e f s}$ Capacidad efectiva de los recursos de generación despachados centralmente, tomada para el primer día calendario del mes en que se calculan los montos a cubrir.

$C_{e f i}$ Capacidad efectiva de los recursos de generación del Agente para el que se están calculando los montos a cubrir que estará disponible para el mes a cubrir.

Si el ASIC dispone de información histórica para menos de quince (15) días, el cálculo de las variables REST y VDESV se realizará de la siguiente forma:

Donde:

$V_{m,i}$ Variable m que se está calculando para el Agente i, considerando como variables REST y VDESV.

$V_{m,S}$ Variable m para el sistema en los últimos tres (3) meses facturados.

$D_{r s}$ Demanda real del sistema para el trimestre considerado.

D_{r_i} Demanda real del Agente estimada acorde con lo establecido en este procedimiento.

Para el caso de los Cargos por Uso del Sistema Interconectado Nacional, se aplicarán los siguientes conceptos:

STN: Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional * K

K: Constante que será 1 para Garantías, Cesión de Derechos de Crédito y Prepagos Mensuales y 7/30 para Prepagos Semanales.

Se parte del cargo utilizado en el último mes facturado y se aplica para el mes a cubrir o para la semana a prepagar. Se toma el cargo sin incluir las compensaciones de los transportadores.

Para calcular el valor a cubrir por los comercializadores se utiliza la demanda estimada del Agente, separado por períodos de carga máxima, media y mínima. Esta demanda se multiplica por el cargo respectivo para cada período de carga. Para nuevos comercializadores se utilizará la curva típica proporcionada por el Agente para cada período de carga.

STR: Uso del Sistema de Transmisión Regional * K

K: Constante que será 1 para Garantías, Cesión de Derechos de Crédito y Prepagos Mensuales y 7/30 para Prepagos Semanales.

Se parte del cargo utilizado en el último mes facturado y se aplica para el mes o semana a cubrir, según el caso.

Para calcular el valor a cubrir por los Agentes se utiliza la demanda estimada del Agente, la cual se multiplica por el cargo del STR. Para nuevos comercializadores se utilizará la curva típica proporcionada por el Agente.

3.2 Comercialización y participación de la demanda en los mercados

Conforme a lo definido por la Ley colombiana, la actividad de la comercialización solo puede ser desarrollada por agentes que realicen las actividades de generación o distribución y por los agentes independientes que cumplan las disposiciones que exige la CREG. Asimismo, la empresa que realice la actividad de comercialización puede estar integrada con empresas que desarrollen las actividades de generación o de distribución.³⁷

El registro actual de agentes en el mercado se muestra en la siguiente figura.

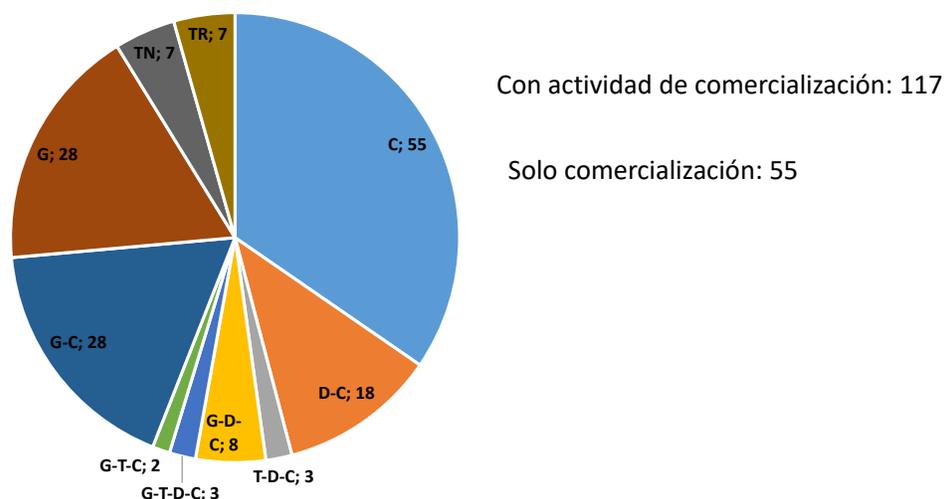


Figura 3.11. Registro de agentes en el mercado a la fecha. Elaboración propia con información de XM.

En la actualidad, hay un total de 159 agentes registrados ante el Operador, los roles identificados para cada uno de ellos corresponden a las letras, siendo estas: i) TN: Transmisor Nacional, ii) TR: Transmisor Regional, iii) C: Comercializador, iv) D: Distribuidor, y v) G: Generador. Se puede entonces inferir de la figura que existen agentes con múltiples roles, por ejemplo la cadena completa con G-T-D-C.

Los mercados asociados a la actividad de comercialización de la energía eléctrica son los siguientes:

³⁷ Pueden existir generadoras-transmisoras-distribuidoras-comercializadoras, siempre y cuando hayan existido antes de la expedición de la Ley 142 de 1994, o generadoras-distribuidoras-comercializadoras.

- Un mercado no regulado donde las transacciones de electricidad entre los agentes de la cadena son libres y son remunerables mediante los precios que acuerden las partes.
- Un mercado regulado donde las ventas de electricidad a usuarios finales son reenumeradas, sin excepción, por medio de tarifas sujetas a regulación.

La diferenciación entre usuarios regulados y no regulados ha presentado su evolución en el tiempo, tal como se ilustra en la siguiente figura.

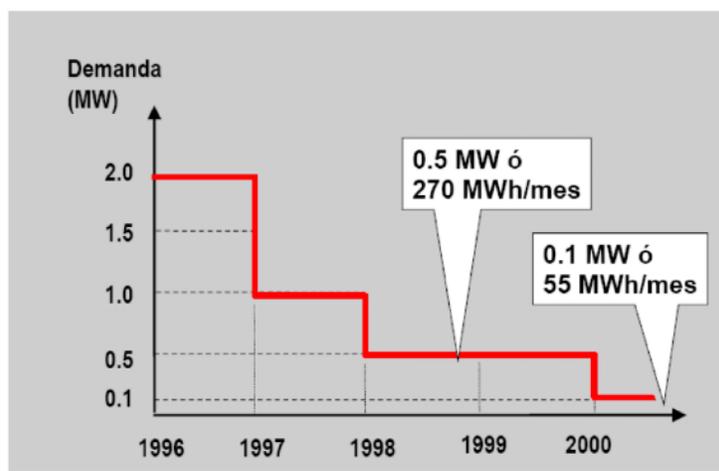


Figura 3.12. Evolución límite para usuarios no regulados. Fuente: Olga Pérez-CAC.

Las tarifas de los comercializadores son planas, con cargos de tipo volumétrico (Base kWh), en la actualidad no existen tarifas tipo ToU (Time of Use), tampoco cargos por potencia o demanda, pero si un esquema tipo net billing para integración de DER (Recursos Energéticos Distribuidos) basados en energía renovable introducido por la resolución CREG 030/1998. Este esquema tarifario aplica para usuarios regulados y no regulados, según lo dispuesto en la regulación. El rango de las tarifas en Colombia varía entre USD 7 ct/kWh para clientes industriales conectados a alta tensión hasta USD 11 ct/kWh para clientes residenciales. La tarifa se construye por una fórmula que determina el CU (Costo Unitario), cuyo valor es: $G+T+D+C+PR+R$ ³⁸. La proporción de cada una de estas componentes se muestra en la Figura 3.13. Es importante mencionar que la componente R (Restricciones), involucra lo que se

³⁸ G-Costo de compra de Energía (Bolsa o Contratos).T y D- Costo del transporte desde las centrales de generación hasta el usuario final, discriminado entre el transporte a nivel nacional (representado por la letra T) y el transporte a nivel regional y local (representado por la letra D). C-Es el costo variable del proceso de Comercialización.PR- Es el reconocimiento de las pérdidas eficientes de energía. R-Restricciones (Es el costo para mantener la continuidad en el servicio ante una falla en las redes de transporte principalmente).

conoce como generaciones de seguridad (sección 3.1.2.4) cuyo pago corresponde a la demanda, los servicios asociados a la prestación de SSCC, que para el caso de Colombia es el AGC, es pagado por la generación.

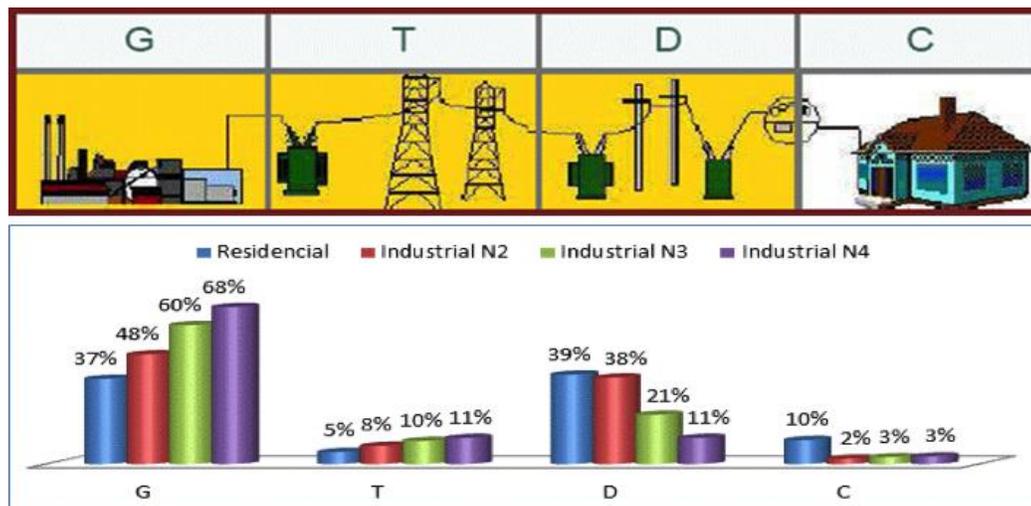


Figura 3.13: Distribución de cargos a cliente final³⁹.

3.3 Inserción de la demanda en mercado de SSCC y Capacidad

Para el caso colombiano, lo más cercano a la participación de la demanda en un “mercado de SSCC” se define en la Resolución CREG 071 de 2006, donde se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía y se establecen los Anillos de Seguridad como un conjunto de mecanismos orientados a facilitar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme. Estos mecanismos son: el Mercado Secundario de Energía Firme, las Subastas de Reconfiguración, la Demanda Desconectable Voluntariamente (DDV) y la Generación de Última Instancia.

El esquema de respaldo de demanda desconectable del cargo fue diseñado en la Resolución CREG 063 de 2010, en el cual se estableció la DDV como un contrato entre un comercializador en representación de un usuario o un grupo de usuarios ya sean regulados o no regulados, que tengan el interés de pactar una reducción de demanda con un generador que necesite respaldar sus obligaciones de energía en firme, algunos aspectos de esta resolución fueron ajustados en la Resolución CREG 203 de 2013.⁴⁰

³⁹ Cruz, Edwin. Desarrollo de la distribución eléctrica en Colombia, estado actual y perspectivas. 2018.

⁴⁰ Andrei Romero-Grass, Thomas Mach. Foco 3, fase I: Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda.

La DDV será la cantidad de demanda de energía reducida en un día [kWh-día] por parte de un comercializador. Esta reducción de energía será pactada en una relación contractual bilateral entre un generador y un comercializador. Se estimará según las metodologías definidas en la resolución CREG 203 de 2013 y se tendrá en cuenta en la verificación del cumplimiento de la Obligación de Energía en Firme que respalda la planta o unidad de generación a la que se le asocie el mecanismo.

La DDV se activará cuando el generador envíe, en el formato que disponga el Administrador de Intercambios Comerciales – ASIC, el programa de desconexión de la DDV. Dicho formato contendrá como mínimo la siguiente información: la identificación de la planta que tiene asociada la DDV, la cantidad de energía horaria (MWh) y la referencia del contrato de la demanda desconectable voluntaria, asignada por el ASIC.

Asimismo, la Resolución 011/2015 establece las normas para regular el programa de respuesta de la demanda, RD, para el mercado diario en condiciones críticas del sistema⁴¹, la cual hace referencia a los usuarios que tienen la capacidad de efectuar desconexión de su carga de manera voluntaria en caso de que sea requerido por el sistema, demanda que se considerará para la liquidación de las transacciones en el Mercado Mayorista. La compensación que reciben los usuarios que se acojan al programa de RD será la diferencia del precio de bolsa y el precio de escasez por la energía reducida.⁴²

En el RD participarán como vendedores los comercializadores, estos últimos en representación de un usuario o un grupo de usuarios interesados en participar en este programa.

Respecto de la participación de la demanda en el mercado, se han implementado programas de Respuesta a la Demanda -RD- que ha evidenciado la capacidad de los usuarios de participar en el sistema. Por ejemplo, el programa Apagar Paga logró ahorros en 500 GWh (en un mes) y 170 MW, y los mecanismos de DDV (Demanda Desconectable Voluntaria) y Respuesta de la Demanda en condición crítica que ha registrado disponibilidades superiores a 171 MW y 76 MW, respectivamente.

⁴¹ Situación que presenta el mercado mayorista de energía cuando el precio de bolsa es mayor al precio de escasez.

⁴² Ibid 19.

3.4 Operación de agregación de oferta de G y D

En perspectiva de los desafíos que enfrenta el sector eléctrico, la CREG ha venido trabajando en un nuevo entorno de la comercialización y que sirve de referencia para enmarcar los análisis de la remuneración de la comercialización de energía a usuarios regulados, lo que se describe en la siguiente figura.

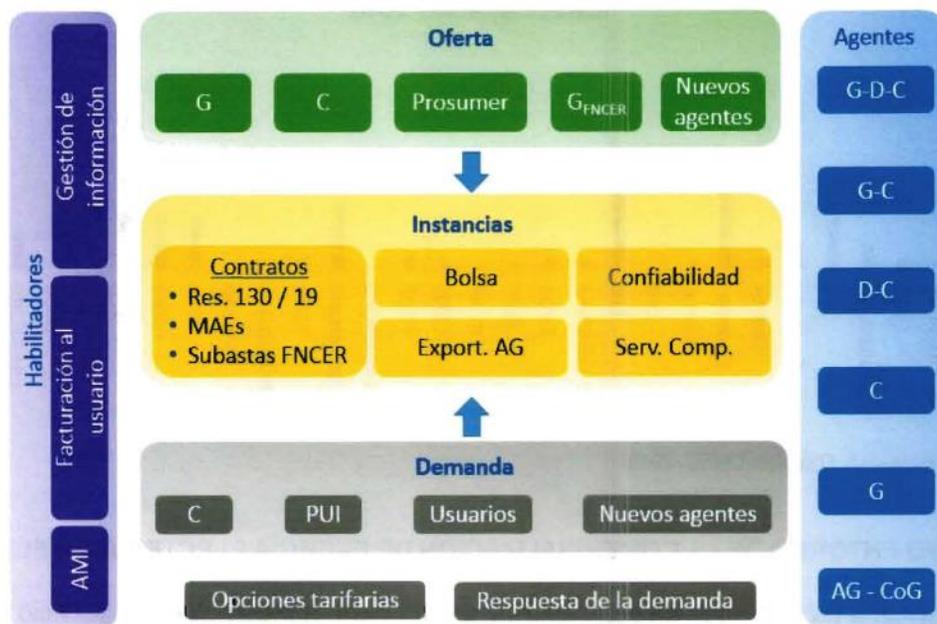


Figura 3.14. Nuevo entorno de comercialización en el SIN. Fuente: CREG.

Desde la perspectiva de la oferta, en adición al modelo tradicional definido por el despacho a nivel mayorista, el regulador identifica la posibilidad de incorporación de distintos tipos de oferentes (prosumidores, generación a partir de ERNC o nuevos agentes no definidos). Pudiendo participar en las diferentes instancias de compra de energía.

Por el lado de la demanda se prevé una ampliación del espectro de ésta, incluyendo, además de los comercializadores, a los usuarios que venden energía a la red, y nuevos tipos de agentes como agregadores. Por lo anterior, se requiere de nuevas opciones tarifarias que respondan a las necesidades de los usuarios. Además, pueden incorporar esquemas de respuesta de la demanda en el mercado de energía.

En cuanto a las instancias de comercialización, se han empezado a diversificar. En este contexto, el modelo hacia el cual podría migrar la comercialización incluye, tanto instancias de corto plazo (compras en bolsa, confiabilidad y SSCC), como instancias de contratos de

mediano y largo plazo (convocatorias de energía, mercados anónimos estandarizados⁴³ y mercados de contratos de largo plazo) y exportaciones de excedentes de autogeneración.

Respecto de los habilitadores, se espera que el despliegue de la medición inteligente facilite la entrada de nuevas tecnologías, modifique la estructura de costos de las actividades involucradas en la prestación del servicio (i.e facturación, suspensión, corte y reconexión, etc), y por supuesto, en beneficio de la gran cantidad de información, se promueva la competencia en el segmento, desarrollo de nuevos productos y servicios y, por supuesto, el cambio de prestador del servicio.

3.5 Comercialización: condiciones de ingreso y participación

3.5.1 Condiciones de ingreso (Resolución CREG 156/2011)

1. Ser empresa de servicios públicos domiciliarios o cualquier otro agente económico a los que se refiere el artículo 15 de la Ley 142 de 1994.
2. Llevar contabilidad para la actividad de Comercialización separada de la contabilidad de las demás actividades que realice, de acuerdo con las normas expedidas por la CREG Y SSPD
3. Definir y publicar las condiciones uniformes de los contratos que ofrece, si la empresa tiene como objeto la atención de Usuarios regulados.
4. REGISTRO ASIC
 1. Presentar el certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio, o el documento que prevean sus estatutos en las empresas oficiales.
 2. Suscribir el contrato de mandato con el ASIC para efectuar las transacciones comerciales que se efectúan en el MEM y para los servicios complementarios de energía.
 3. Presentar los estados financieros en el momento de constitución o los del último año, según el caso, de acuerdo con las normas vigentes sobre la materia.
 4. Entregar cuatro (4) pagares en blanco, debidamente firmados por el representante legal, en los términos establecidos en el artículo 16 de la Resolución CREG 019 de 2006

⁴³ La Resolución CREG 114 de 2018 abre la puerta para que el propio mercado proponga Mercados Anónimos y Estandarizados (MAE). Los MAE se espera resolverán los problemas de la falta de transparencia, la falta de anonimato y la falta de estandarización de los contratos. Estos MAE también requerirán mecanismos estandarizados para resolver el riesgo de contraparte, como la cámara de compensación. Ver sección 3.1.2.2

3.5.2 Temas de participación.

La integración vertical del comercializador con el distribuidor o con el generador impone limitaciones para que el esquema de prestación del servicio pueda adaptarse y aprovechar las innovaciones y tendencias del sector. Por un lado, los cambios implican nuevas fuentes de competencia en la cadena, lo que no se alinea con los intereses de un agente que actualmente está posicionado en un mercado. Por otro lado, los cambios permiten la existencia de un usuario más activo, con mayor facilidad para responder a señales de precios o cambiar de comercializador, e incluso marginarse del servicio como usuario autosuficiente. Un usuario que requiere de una gestión más activa y con mayor valor agregado por parte del comercializador le impone costos a este agente que no solía tener.

En términos de cantidad de usuarios, los mercados de Colombia siguen siendo principalmente compuestos por usuarios regulados. La siguiente tabla se muestra el total de fronteras comerciales⁴⁴ para el año 2018 clasificadas por tipo.

Tabla 3.3. Clasificación de las fronteras comerciales para 2018.

Fronteras	2018	(%)
Usuarios regulados	11.549	59,8%
Usuarios no regulados	5.682	29,4%
Alumbrado público	352	1,8%
Generación	312	1,6%
Distribución	399	2,1%
DDV	291	1,5%
Otros ³	713	3,7%
Total	19.298	100%

Para efectos de la remuneración de los comercializadores, la CREG ha venido desarrollando esquemas más flexibles, teniendo en cuenta las necesidades actuales. Para ello, se definieron las Reglas de Comportamiento de Mercado⁴⁵, que tienen por objetivo establecer unas normas generales que guíen el comportamiento de los agentes, en concordancia con lo definido por la Ley y la regulación vigente.

Por otro lado, respecto de la participación de la comercialización en la demanda la siguiente tabla ilustra la participación de los diferentes agentes (año 2016) en el mercado,

⁴⁴ Corresponde al punto de medición asociado al punto de conexión entre agentes o entre agentes y usuarios conectados a las redes del Sistema de Transmisión Nacional o a los Sistemas de Transmisión Regional o a los Sistemas de Distribución Local o entre diferentes niveles de tensión de un mismo Operador de Red

⁴⁵ Resolución CREG 080 / 2019. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/770357a33d4028b405258431004a3482>

diferenciado por su rol. En ella se puede observar que la participación del comercializador puro es mínima respecto de los que tienen comercializador incumbente, siendo del 1,3% del total de las ventas de energía. Asimismo, estos resultados se resumen en la

Tabla 3.4. Empresas que participan en la actividad de comercialización de electricidad activos durante 2016.

Nombre	Grupo	Registro	Integración	Mercado	Usuarios 2016	Ventas 2016 (GWh) (% part)
Electrificadora Del Caribe S.A. E.S.P.		1998	D,C	R y NR	2,362,790	11,659 (21.3%)
Empresa Pública De Medellín E.S.P.	EPM	1996	G,D,C	R y NR	2,197,019	9,645 (17.8%)
Codensa S.A. E.S.P.	Enel	1997	D,C	R y NR	2,946,837	8,323 (15.4%)
Ingresa S.A. E.S.P.	Enel	1996	G,C	NR	933	3,424 (6.3%)
Isagen S.A. E.S.P.		1996	G,C	NR	268	2,972 (5.5%)
Empresas Municipales De Cali EICF F.S.P.		1994	G,D,C	R y NR	655,355	2,765 (5.1%)
Empresa De Energía Del Pacífico S.A. E.S.P.	Celsia	1995	G,D,C	R y NR	515,475	1,907 (3.5%)
Electrificadora De Santander S.A. E.S.P.	EPM	1997	G,D,C	R y NR	747,570	1,806 (3.3%)
Centrales Eléctricas Del Norte De Santander S.A. E.S.P.	EPM	1996	D,C	R y NR	464,466	1,155 (2.1%)
Electrificadora Del Meta S.A. E.S.P.		1996	G,D,C	R y NR	308,098	1,035 (1.9%)
Compañía Energética Del Tolima S.A. E.S.P.		2003	G,D,C	R y NR	460,060	990 (1.8%)
Central Hidroeléctrica De Caldas S.A. E.S.P.	EPM	1996	G,D,C	R y NR	486,314	817 (1.5%)
Electrificadora Del Huila S.A. E.S.P.		1996	G,D,C	R y NR	345,850	772 (1.4%)
Vatia S.A. E.S.P.		1998	G,C	R y NR	28,691	715 (1.3%)
Empresa De Energía De Boyacá S.A. E.S.P.		1997	G,D,C	R y NR	455,785	652 (1.2%)
Empresa De Energía De Cundinamarca S.A. E.S.P.	Enel	1996	G,D,C	R y NR	367,743	596 (1.1%)
Compañía Energética De Occidente S.A.S. E.S.P.		2010	D,C	R y NR	352,167	579 (1.1%)
Centrales Eléctricas De Nariño S.A. E.S.P.		1996	G,D,C	R y NR	403,643	564 (1.0%)
Empresa De Energía De Pereira S.A. E.S.P.		1997	G,D,C	R y NR	170,090	526 (1.0%)
Distribuidora y Comercializadora De Energía Eléctrica S.A. E.S.P.		1997	D,C	R y NR	12,762	499 (0.9%)
Empresa De Energía Del Quindío S.A. E.S.P.	EPM	1996	D,C	R y NR	180,242	381 (0.7%)
Empresa De Energía De Casanare S.A. E.S.P.		2007	D,C	R y NR	122,001	311 (0.6%)
Enerotal S.A. E.S.P.		2005	C	R y NR	19,139	285 (0.5%)
Energía Empresarial De La Costa S.A. E.S.P.		2005	C	R y NR	17	200 (0.4%)
Compañía De Electricidad De Tulú S.A. E.S.P.	Celsia	1996	G,D,C	R y NR	59,447	199 (0.4%)
Electrificadora Del Cauquetá S.A. E.S.P.		1996	D,C	R y NR	94,177	183 (0.3%)
Empresa Distribuidora Del Pacífico S.A. E.S.P.		2002	D,C	R y NR	83,876	161 (0.3%)
Empresa De Energía De Arauca E.S.P.		1996	D,C	R y NR	69,932	159 (0.3%)
Generadora y Comercializadora De Energía Del Caribe S.A. E.S.P.		2007	G,C	NR	7	119 (0.2%)
Empresas Municipales De Cartago S.A. E.S.P.		1998	D,C	R y NR	42,908	110 (0.2%)
Cemex Energy S.A.S. E.S.P.		2015	G,C	NR	7	110 (0.2%)
Ruitoque E.S.P.		1996	D,C	R y NR	4,877	97 (0.2%)
Terpel Energía S.A.S. E.S.P.		2016	C	NR	203	84 (0.2%)
Italcol Energía S.A. E.S.P.		2012	C	NR	22	65 (0.1%)
Empresa De Energía Del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.		1999	D,C	R y NR	26,047	46 (0.1%)
Empresa De Energía Eléctrica Del Departamento Del Guaviare S.A. E.S.P.		2001	D,C	R y NR	19,273	44 (0.1%)
AES Clívor & Cia S.C.A. E.S.P.		2014	G,C	NR	3	38 (0.1%)
Energía Y Agua S.A.S. E.S.P.		2012	C	NR	32	29 (0.1%)
Renovatio Trading Americas S.A.S. E.S.P.		2013	C	NR	44	26 (0.0%)
Empresa De Energía Del Putumayo S.A. E.S.P.		1997	D,C	R y NR	33,087	25 (0.0%)
Profesionales En Energía S.A. E.S.P.		2010	C	NR	26	21 (0.0%)
A.S.C. Ingeniería S.A. E.S.P.		2003	C	R y NR	1,045	18 (0.0%)
Empresa Municipal De Energía Eléctrica S.A. E.S.P.		1996	G,D,C	R y NR	1,207	13 (0.0%)
Genesa S.A.S. E.S.P.		2013	G,C	NR	21	11 (0.0%)
Empresa De Energía Del Valle De Sibundoy S.A. E.S.P.		1997	D,C	R y NR	10,092	10 (0.0%)
Otros (3 agentes)					14	15 (0.0%)
Total (2016)					14,049,668	54,163

Gx: Generación, Dx: Distribución, C: Comercialización, R: Regulado, NR: No Regulado. Grupo hace referencia al agente controlante al que pertenece.

Fuente: Pérez Arango (2018)⁴⁶

3.6 Promoción de la competencia

El decreto 387 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía “Por medio del cual se establecen las políticas generales en relación con la actividad de comercialización del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones”, define el marco general sobre el cual se promueve la competencia a nivel de comercialización minorista, vía la definición de política para el desarrollo de esta actividad.

Con el fin de asegurar que los beneficios derivados de la competencia se extiendan a todos los usuarios del servicio de energía eléctrica, la CREG deberá adoptar normas que garanticen el tratamiento simétrico en la asignación de derechos y obligaciones entre los agentes Comercializadores Minoristas que operan en el Sistema Interconectado Nacional.

⁴⁶ Pérez Arango. Competencia minorista en el mercado de electricidad en Colombia: Diagnóstico y recomendaciones basadas en experiencias internacionales. Trabajo de grado, Maestría en Economía Aplicada. Escuela de Economía y Finanzas, Universidad EAFIT. 2018

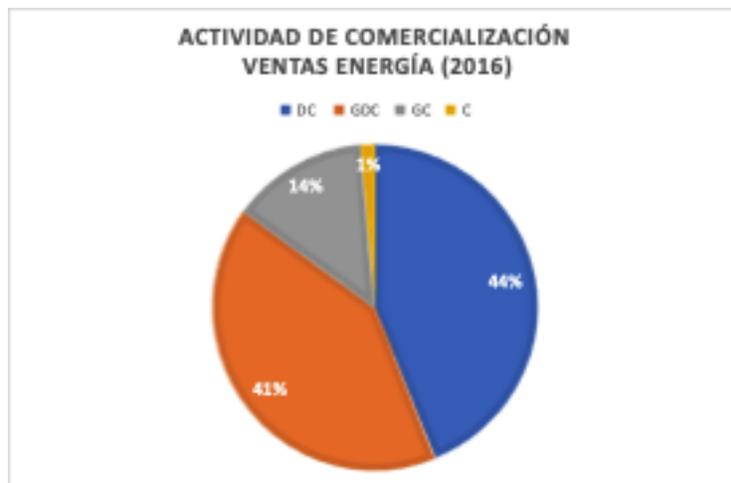


Figura 3.15. Distribución de participación en el mercado. Distribuidor-Comercializador (DC), Generador Distribuidor Comercializador (GDC), Generador Comercializador (GC) y Comercializador (C).

En desarrollo de lo anterior, la CREG aplicará los siguientes criterios:

- a) Se reconocerá el costo de la energía adquirida por los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados. Dicha energía deberá ser adquirida a través de los mecanismos de mercado establecidos por la CREG.
- b) Las pérdidas de energía totales de un Mercado de Comercialización, que se apliquen para efectos del cálculo de la demanda comercial de los Comercializadores Minoristas que actúen en dicho Mercado, se distribuirán entre éstos a prorrata de sus ventas. Esta distribución se mantendrá siempre que las pérdidas del Mercado no presenten incrementos con respecto a las definidas por la CREG, mediante una senda para lo cual tendrá en cuenta lo establecido en los literales c. y e siguientes. En el caso de que las pérdidas presenten un incremento con relación a dicha senda, el OR correspondiente será el responsable del diferencial, que le será asignado según el procedimiento de valoración que establezca la CREG y sin que se afecte el balance de las transacciones del mercado mayorista. Lo anterior, sin perjuicio de que al usuario final solo se traslade el nivel de pérdidas de eficiencia reconocido por el Regulador.
- c) La regulación creará los mecanismos para incentivar la implantación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica de corto, mediano y largo plazo para llegar a niveles eficientes en cada Mercado de Comercialización.
- d) El Operador de Red será el responsable por la gestión integral de las pérdidas de energía en el Mercado de Comercialización asociado a sus redes.
- e) La CREG le reconocerá al OR el costo eficiente del plan de reducción de Pérdidas No Técnicas, el cual será trasladado a todos los Usuarios Regulados y No Regulados conectados al respectivo Mercado.

- f) Todos los Comercializadores Minoristas que participen en un Mercado de Comercialización tendrán la obligación de suministrar la información pertinente sobre consumo y medición.
- g) Los Usuarios Regulados pertenecientes a un mismo Mercado de Comercialización sufragarán el servicio prestado por los Comercializadores Minoristas que actúen en dicho mercado, a través del cobro de i) un monto uniforme único que refleje el Costo Base de Comercialización y ii) un Margen de Comercialización

3.6.1 Propuesta y avances para un Mercado Anónimo Estandarizado de contratos

Conforme a lo mencionado en la Misión de Transformación Energética, Foco 1, la Resolución CREG 079 de 2019 busca alinear el mercado bilateral con los principios generales de los mercados organizados, evitando específicamente la posibilidad de que los participantes del mercado arbitren diferentes entornos de mercado. En particular, postula que:

- La transferencia de precios (del comercializador al consumidor regulado) es factible solo a través de (i) contratos que se registran a través de subastas formales organizadas por comercializadores, (ii) compras en el mercado spot, o (iii) contratos registrados a través de MAE con licencia (mercados estandarizados y anonimizados, definidos en CREG 114).
- Las subastas formales organizadas por los comercializadores deben definir contratos estandarizados de precio fijo (que podrían indexarse con índices de precios oficiales del Gobierno) para cantidades horarias fijas (o con patrones predeterminados) de energía.
- Las compras a través de subastas formales organizadas por un comercializador a un generador integrado son limitadas (con límites que disminuyen del 50% de su demanda regulada en 2020 al 10% en 2025).
- Los resultados de la subasta (precios promedio) deben ponerse a disposición del público.

Habilitar un MAE implica consideraciones en el diseño de la comercialización, según recomendaciones del Foco 1 de la Misión de transformación energética, se sugieren las siguientes acciones:

- Debe establecerse un límite en el porcentaje de los costos de riesgo de contraparte que los comercializadores pueden transferir a los usuarios (porcentaje del total o hasta una cierta cantidad en pesos).

- Fortalecer el proceso de auditoría por transferir los costos antedichos. Debido a que estos son pagados en su totalidad o en parte por los usuarios, debe existir transparencia absoluta en al calcularlos.
- Exigir a los MAE que definan estándares mínimos de seguridad crediticia en su esquema de garantía. Por ejemplo, requerir modelos de riesgo para obtener niveles mínimos de confianza (95%, por ejemplo)
- Para definir el límite del costo que se puede transferir al usuario, el cálculo se puede realizar con un nivel de confianza dado (puede ser el mismo 95%) por encima del cual es el comercializador quien debe asumir el costo de las garantías. Esto ejerce presión sobre los comercializadores para desarrollar mecanismos para equilibrar la seguridad crediticia frente al desarrollo del mercado.
- Obligar a los comercializadores a reportar a la CREG todos los contratos realizados con partes relacionadas (nombres de partes relacionadas, precio, volumen, fecha). Mantener esta información oculta es una conducta segura para que las partes relacionadas no gestionen su conflicto de intereses.
- Todas las transacciones de mercado a plazo (en particular aquellas entre partes relacionadas) deben realizarse a precios de mercado. Esto puede ser supervisado por la SSPD o por una entidad autorreguladora que debe tener acceso a toda la información de los mercados.
- Más aún, esta información sobre las transacciones en estos mercados bilaterales debe estar disponible (sin nombres de compradores y vendedores u otra información confidencial) para el público de una forma accesible.
- Es imperativo diseñar una regulación que alinee los intereses de los comercializadores del sector regulado con los de los consumidores. Esta misma situación debe buscarse para los comercializadores.
- Eventualmente, un mercado transparente y moderno permitiría a los usuarios cambiar de comercializador de manera eficiente, motivándolo así a responder a los riesgos y objetivos de los usuarios. Esta situación debería ser un objetivo a largo plazo.
- Una forma directa de lograr la alineación de incentivos es evitar una transferencia del 100% de las compras en el mercado spot. Usar el promedio de mercado de los contratos que vencen en un período dado, como se muestra en la Resolución CREG 119 de 2007, expone a los comercializadores al riesgo del mercado a corto plazo, lo que los motiva a participar en el mercado de contratos a plazo de precio fijo.
- La demanda no regulada debería poder negociar de manera independiente y directa con los generadores. La existencia de contratos marco para uso generalizado en toda la industria puede facilitar estas transacciones en el mercado OTC. Ahora, si los comercializadores deben mantenerse como intermediarios para la demanda no

regulada, este último debería poder establecer relaciones simultáneas con tantos comercializadores como desee.

3.7 Monitoreo de mercado

La Unidad de Monitoreo de los Mercados de Electricidad y Gas (UMMEG) es un equipo de trabajo de la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible que tiene a su cargo desarrollar metodologías para el seguimiento y monitoreo de los mercados mayoristas de electricidad y gas natural; establecer procesos prospectivos de monitoreo basado en indicadores de desempeño de estos mercados; y publicar información periódica sobre su desempeño. Esto con el fin de prevenir y mitigar el ejercicio indebido de poder de mercado, y contribuir a su eficiente funcionamiento y a su mejora continua.

3.7.1 Actividades

1. Implementar metodologías para el seguimiento y monitoreo de los mercados mayoristas de electricidad y gas natural
2. Construir bases de datos que faciliten la labor de seguimiento y monitoreo de los mercados mayoristas de electricidad y gas natural.
3. Realizar seguimiento permanente a las variables de los mercados de electricidad y gas natural.
4. Construir y presentar indicadores que permitan dar señales sobre el comportamiento de los agentes que participan en los mercados de electricidad y gas natural
5. Presentar informes periódicos a las demás áreas de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y al público en general sobre el seguimiento y monitoreo realizado a los mercados mayoristas de electricidad y gas natural.
6. Sustener reuniones periódicas con los operadores de los mercados de electricidad y gas natural para analizar, entre otras, variables, comportamientos específicos los agentes, y eventos particulares ocurridos en los mercados.
7. Realizar recomendaciones a las demás áreas de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, y a otras entidades como la CREG y la SIC, sobre aspectos a corregir identificados a partir del seguimiento y monitoreo de los mercados mayoristas de electricidad y gas natural.

3.7.2 Indicadores

En el mercado de energía eléctrica se presentan los siguientes indicadores⁴⁷:

- 1) índices de concentración HHI relacionados con la generación, así como indicadores de fijación de precios de bolsa y de ofertas de precio de los generadores;
- 2) indicadores de agentes pivotaes; se utiliza el Índice de Oferta Residual (IOR) para identificar si dentro del periodo de análisis se identifica algún agente pivotal y, por lo tanto, que haya tenido la posibilidad de fijar precios superiores a los costos de oportunidad. Este índice permite además observar el margen de competencia de cada agente en el mercado, es decir, muestra que tan lejos o cerca está un agente de ser pivotal.
- 3) indicadores de contratación de generadores y comercializadores; como parte del seguimiento y monitoreo al desempeño del mercado eléctrico, y específicamente el mercado de contratos, se presentan los siguientes indicadores que buscan identificar la gestión de los agentes generadores y comercializadores en los mercados de contratos y bolsa para atender su demanda y cubrir sus obligaciones:
 - a. Porcentaje de contratación de agentes generadores
 - b. Porcentaje de generación para ventas de agentes generadores
 - c. Porcentaje de energía vendida en contratos vs OEF de agentes generadores
 - d. Porcentaje de energía vendida en contratos vs ENFICC de agentes generadores
 - e. Porcentaje de contratación de agentes comercializadores
- 4) indicador de ingresos contratos – bolsa; con el fin de estudiar el impacto que tienen diferentes variables de mercado sobre la estructura de ingresos de los agentes generadores, se construye un indicador que relaciona los ingresos por ventas en contratos y los ingresos por ventas en bolsa
- 5) indicador de disponibilidad vs. OEF de plantas de generación; para realizar el seguimiento y evaluación de la capacidad de cumplimiento que tienen los agentes generadores sobre sus Obligaciones de Energía en Firme

47

Detalle

en

https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Boletines/2020/Oct/boletin_umme_g_junio_agosto_281020.pdf

3.8 Otros Temas de Interés

La Ley 1715 de 2014 le permitió a la CREG definir regulaciones para fuentes de energía renovable y autogeneradores y creó un fondo para ayudar a financiar proyectos y programas para mejorar la eficiencia energética y desarrollar recursos renovables distribuidos. También se introdujeron incentivos tributarios para inversiones en estos proyectos, incluyendo depreciación acelerada y exenciones en IVA y tasas de importación. En 2019 se realizó la subasta para FNCER (Fuentes No Convencionales de Energía Renovable), adjudicando proyectos por 2200 MW al año 2022. La Figura 3.16 muestra una síntesis de lo descrito.

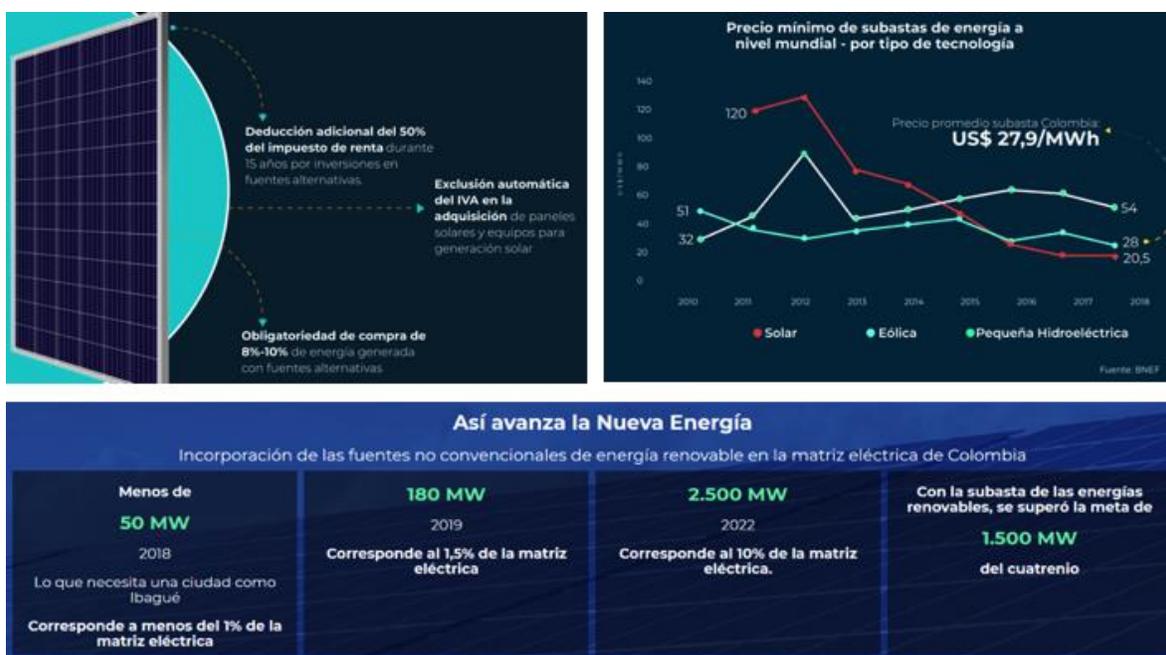


Figura 3.16: Desarrollo e incentivos para la FNCER en Colombia. Fuente: Minenergía.

Por último, en el año 2019 el Ministerio de Energía lanzó la “Misión para la Transformación y Modernización del sector eléctrico en Colombia”, cuyo objetivo fue desarrollar un mapa de ruta para reformar el mercado. Para ello el mapa de ruta se desarrolló en cinco focos: i) estructura del mercado y participación, ii) rol del gas natural, ii) descentralización, digitalización y gestión de la demanda, iv) cierre de la brecha de cobertura y subsidios, y v) marco institucional y regulatorio. Los diferentes focos ya emitieron sus recomendaciones y las observaciones fueron enviadas en marzo de 2020.

4 Revisión de Mercados: España

4.1 Descripción general

El sector eléctrico español inició su proceso de liberalización progresiva desde 1998 (Ley 54/1997 [1]), separando las actividades con característica de monopolio natural, esto es transmisión y distribución, de aquellas con condiciones de competencia, a saber, generación y comercialización. Así, la generación se organizó a través de la formación de un mercado mayorista, a la transmisión se le impuso la obligación de acceso abierto (para garantizar la competencia en generación) y se entregó su operación (y la del sistema) al dueño de las redes (Red Eléctrica España). El negocio de distribución se organizó en distribuidoras asociadas a localidades de diversos tamaños y finalmente la venta de energía a los consumidores finales (venta minorista) se dejó en manos de la comercialización.

4.1.1 Características e institucionalidad⁴⁸

El sistema eléctrico español a diciembre de 2019 contaba con 110,38 GW de capacidad instalada, suministrando una demanda anual de 264.635 GWh (39% fue suministrada por tecnologías renovables, contando convencionales y no convencionales) y una demanda máxima de 40,1 GW. El precio promedio en el mercado mayorista para el 2019 fue de 53,4 euros/MWh.

De la generación renovable total, la mayor parte de ella corresponde a generadores eólicos (55,2%) seguidos por hidráulico (25,7%) y solar fotovoltaico (9,2%). Es interesante destacar que la generación de centrales a carbón representó sólo el 4,3% del total de la generación anual 2019.

4.1.2 Organización del sector y mercados

El proceso de liberalización del mercado eléctrico español parte el año 1998 con la aprobación de la Ley 54 del 27 de noviembre de 1997 [1], permitiendo la apertura de redes a terceros, el establecimiento de un mercado de energía y disminuyendo la participación del estado en la gestión del sistema eléctrico. Con el fin de mejorar la competencia dicha ley es perfeccionada con la Ley 24/2013 [2], donde se mejora el acceso a la información al consumidor final (los consumidores pequeños pueden optar a los comercializadores desde el 2009), se facilita el proceso de cambio de suministrador y se aumenta la competencia de las comercializadoras de referencia. Respecto a las mejoras en el acceso a la información, la ley incluye explícitamente que los clientes deben ser *“Ser suministrados a unos precios fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios”* (letra i, artículo 44, Ley

⁴⁸https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2019/inf_sis_elec_ree_2019_v2.pdf

24/2013) y que deben “Recibir información transparente sobre los precios y condiciones generales aplicables al acceso y al suministro de energía eléctrica.” (letra j, artículo 44, Ley 24/2013), los alcances de estos requerimientos explícitos no son parte del cuerpo de ley y son dejados al trabajo reglamentario. La modificación más relevante respecto al acceso de la información y al monitoreo de la competencia en el segmento de la comercialización fue la eliminación de la Oficina de Cambios de Suministrador, para traspasar dichas funciones a la nueva institucionalidad de competencia denominada Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (organismo independiente del gobierno y sometido a control parlamentario⁴⁹).

Es importante destacar que además presenta intercambios de energía con Francia, Portugal, Marruecos y Andorra, siendo Francia el más relevante de ellos. El sistema de transmisión presentaba al año 2019 cerca de 44.453 km de circuitos, con una capacidad instalada de transformación de 93,735 MVA⁵⁰.

4.1.2.1 Mercado de Energía

El mercado eléctrico mayorista se organiza a través de un sistema de bolsa, dónde se distingue un mercado diario y otro intradiario. También existen contratos bilaterales entre los agentes del sistema, estos se refieren a todos aquellos contratos de energía que fueron firmados antes de la entrega física de tal energía, situación que es libremente acordada entre las partes y que puede ser de años, meses, semanas o de días, la única restricción es que son superiores a 24 horas antes de la entrega del suministro ya que de lo contrario formarían parte del mercado diario.

Un día antes de la entrega de suministro eléctrico, los diversos agentes presentan sus ofertas de compra y venta de energía (para un horizonte de 24 horas), con esta información se construyen las curvas agregadas de oferta y demanda y con ellas se realiza la casación del mercado, a esto se le denomina mercado diario. Luego de esto y 24 horas antes del momento de despacho contratado, los agentes pueden ajustar sus posiciones comprando y vendiendo en el mercado intradiario (hay 6 ventanas de oportunidad para hacerlo), este proceso también se realiza con el mismo esquema de bolsa que el mercado diario. Se debe tener presente que en el caso europeo la casación de energía es previa a la factibilidad total del despacho (se trata de un proceso secuencial de ajustes, a diferencia de lo que sucede en PJM dónde las ofertas se consideran en conjunto con las restricciones técnicas para el despacho del sistema). Así, para garantizar la factibilidad del despacho, en el mercado diario (día anterior al despacho) e intradiario, se tienen mercados adicionales que permiten otorgar la factibilidad en forma eficiente, estos son el mercado de restricciones y de SS.CC

⁴⁹<https://www.cnmec.es/>

⁵⁰https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2019/inf_sis_elec_ree_2019_v2.pdf

(reserva secundaria) en el “day-ahead market” y en el mercado intradiario se da el mercado de Gestión de desvíos y restricciones técnicas y reserva terciaria.

4.1.2.2 Pagos por Capacidad

En España no existe un mercado de capacidad, sino que es un precio administrado (regulado) por la autoridad tal y como sucede en el caso de Chile. Esto sucede porque en el mercado de bolsa existe una cota superior a las ofertas a presentar y por tanto es imposible reflejar adecuadamente una potencial escasez, por lo que se requiere de un pago adicional para garantizar la suficiencia del sistema.

Este pago por capacidad consiste en un incentivo monetario que se entrega a una nueva unidad que ingresa al sistema y se otorga por un número determinado de años, los que dependen del nivel de escasez que presente el sistema al momento de ingreso de la unidad. En tanto, para las unidades existentes, éstas reciben un incentivo para fomentar la disponibilidad en el corto plazo.

4.1.2.3 Servicios de Ajustes (Servicios complementarios)

Estos servicios permiten que la generación iguale a la demanda en todo momento, manteniendo el equilibrio del sistema, y se ofrecen en el corto plazo (horas a minutos antes de que se produzca el despacho respectivo). Estos servicios de ajustes corresponden a:

- Restricciones técnicas del sistema de transmisión: cómo el sistema de bolsa no toma en cuenta las restricciones técnicas del sistema de transmisión, este proceso de ajuste es necesario para darle factibilidad a la solución de mercado.
- Servicios complementarios: estos son los servicios asociados a garantizar la calidad de frecuencia y tensión del sistema (ejemplo: regulación primaria, secundaria y terciaria).
- Gestión de desvíos: trata de resolver los desajustes entre oferta y demanda que son identificados unas pocas horas antes de su ejecución.

Considerando los segmentos anteriores se tiene que el precio medio final del mercado eléctrico (53,4 euros/MWh) está formado por (valores para el año 2019):

- Mercado Diario e intradiario: representó el 90,9% (48,6 euros/MWh).
- Pagos por capacidad: representó el 5% (2,6 euros/MWh).
- Servicio de interrumpibilidad: representó 1,4% (0,7 euros/MWh).
- Servicios de Ajustes: representó 2,7% (1,5 euros/MWh).

4.1.3 Comercialización en España: Definiciones preliminares

La comercialización corresponde a la venta de energía a clientes finales, en el caso de España esta actividad es realizada por distintas empresas en un régimen de competencia. Este segmento existe en España desde el comienzo de la ley 54/1997 pero sólo en 2009 fue separada completamente del segmento de distribución para los clientes conectados a las redes de baja y media tensión.

En España existen dos tipos de comercializadores: Comercializadoras de “mercado libre” y los Comercializadores de referencia: Los primeros pueden vender energía a cualquier cliente de la red (pequeño o grande, esto es menor o mayor a 10 kW, respectivamente) mediante un contrato de compra y venta de energía libremente aceptado por las partes. En tanto, los segundos sólo pueden comercializar con aquellos consumos con una potencia conectada inferior a los 10 kW y conectados a las redes de baja tensión, a los que les debe ofrecer dos opciones, optar por un precio regulado fijado por la autoridad o por un contrato de precio fijo de 12 meses, cuyo precio es determinado libremente por la comercializadora de referencia. A fines de 2018, de los 29,4 millones de puntos de suministro 61,7% era suministrado en el mercado libre y 38,3% por las comercializadores de referencia.

Consecuentemente, los clientes de baja tensión y potencia conectada menor a 10 kW tienen tres opciones de contratación, esto es, las dos alternativas ofertadas por los comercializadores de referencia y la opción de contratarse con un comercializador de mercado libre.

4.1.3.1 Precio regulado que traspasan las comercializadoras de referencia

El Precio Voluntario al Pequeño Consumidor, PVPC, corresponden al precio máximo que pueden cobrar las comercializadoras de referencia y es determinado por la autoridad. Para su cálculo se incluye: el coste de producción de energía eléctrica, además de los peajes de acceso, cargos y los costos de comercialización (margen de comercialización). Es importante señalar que el margen de comercialización es fijado por la autoridad y representa el 4% del precio final que paga el cliente.

Se debe tener presente que este precio sustituye a las tarifas de último recurso existentes hasta el 26 de diciembre del 2013. Así, El PVPC ya no se determina a través de licitaciones de corto plazo (trimestrales) como ocurría con el caso de las tarifas de último recurso, sino que se trata de un traspaso directo de los precios mayoristas horarios determinados en el mercado diario y parte del intradiario, así, un usuario puede consultar a partir de las 20:00 de cada día, cuáles serán los precios para las siguientes 24 horas y con eso ajustar su patrón de consumo. Para sacar la máxima ventaja de esta tarifa se requiere un medidor inteligente, en caso de que el usuario no tenga uno instalado, se cobra toda la energía del mes al precio horario medio ponderado de acuerdo con las curvas de carga predeterminadas por tipo de

cliente. Con todo, a fines del 2018, más del 98% de los consumos en España ya contaba con un medidor inteligente [3], facilitando entonces, la adopción del PVPC horario.

4.1.4 Tarifas de último recurso - TUR

Es importante destacar, que si bien términos generales las tarifas PVPC reemplazaron a como se entendían las tarifas de último recurso, estas no desaparecieron totalmente. En efecto, las tarifas a las que podían acceder los clientes menores a 10 kW antes se denominaban TUR y ahora se denominan PVPC, ahora las TUR vigentes se aplican a un segmento más reducido de clientes y son proporcionales al PVPC. Así, en el artículo 15 del Real Decreto 216/2014 [4] se indica que las tarifas de último recurso son suministradas por los comercializadores de referencia y se aplican a:

- Consumidores con condición de vulnerables (situación que es definida por la autoridad competente), a los cuales se les cobra solo el 75% del PVPC, en tanto que el 25% remanente se define como bono social. La ley 27/2013, establece en su artículo 45 que *“Serán considerados como consumidores vulnerables los consumidores de electricidad que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinen”* y que *“La definición de los consumidores vulnerables y de sus categorías y los requisitos que deben cumplir, así como las medidas a adoptar para estos colectivos se determinarán reglamentariamente por el Gobierno”*, por lo que la definición y características para considerar a un cliente como vulnerable es definido por el Gobierno Español⁵¹. Es importante mencionar que este beneficio no se aplica por toda la energía consumida sino que dependiendo de la composición del grupo familiar que recibe la ayuda, hay un límite de consumo anual al que aplica el beneficio, por ejemplo para una familia sin hijos, el monto máximo que cubre el beneficio es de 1380 kWh/año y tal familia podrá acogerse al beneficio si tiene un ingreso anual menor o igual a 11.279 euros/año.
- Consumidores que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del PVPC, transitoriamente no dispongan de un contrato con un comercializador, por ejemplo, porque su suministrador salió del mercado o porque se quedó intempestivamente sin un contrato de suministro. En este caso y para generar un incentivo a la recontractación se le cobra el 120% del PVPC (recargo de 20%).
Es importante mencionar que este recargo no necesariamente aplica cuando es la autoridad la que le quita la licencia a un comercializador, de hecho, el artículo 47 de la ley 24/2013 que trata sobre incumplimientos de las empresas comercializadoras

⁵¹ <https://selectra.es/energia/info/bono-social>

indica que “...En estos casos, la Ministra para la Transición Ecológica podrá determinar, previo trámite de audiencia y de forma motivada, objetiva y transparente, el traspaso de los clientes de dicho comercializador a un comercializador de referencia, y las condiciones de suministro de dichos clientes...”, dejando abierto entonces cuales serán tales condiciones de suministro. Esto se complementa en el Real Decreto 216/2014, donde se establece que tales clientes serán abastecidos por el comercializador de referencia que pertenece al mismo grupo empresarial al que pertenece el distribuidor al cual se conectan dichos consumos (letra d, artículo 4, Real Decreto 216/2014) y se indica que los porcentajes podrán ser modificados “Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos” (numeral 2, artículo 17, Real Decreto 216/2014).

Aquellos consumidores con derecho a acceder a los PVPC contratarán de forma conjunta la energía y el acceso a las redes con el mismo comercializador de referencia. Este último debe contratar con el distribuidor el acceso a la red en nombre del consumidor. Los consumidores que opten por contratar de forma separada la adquisición de la energía y el acceso a la red, deber contratar directamente con el distribuidor dicho acceso, se debe destacar que este cargo corresponde al peaje por uso del sistema de distribución y como tal está sometido a fijación de precios por parte de la autoridad.

4.2 Inserción de la demanda en mercado de energía

4.2.1 Comercializadores en el Mercado Español

En la ley 17/2017 [5] se define a los comercializadores como “aquellas sociedades mercantiles que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la presente Ley”. Es importante destacar que existen consumidores que pueden evitar comprar energía a través de un tercero (es decir no utilizan comercializadores) sino que adquieren energía directamente en el mercado de producción, a estos clientes se les denomina consumidores directos [2], no existe un requerimiento de consumo de energía mínimo o de potencia conectada mínima para pertenecer a este segmento, no obstante, dado que deben cumplir con todos los requerimientos de comunicación y operación (incurriendo en los costos que ello significa) que le exige tanto el operador de red como el operador de mercado, en la práctica solo grandes consumos que ven un ahorro significativo (mayor a los costos asociados) adhieren a este esquema.

Si bien este tipo de consumidores representa una pequeña parte de la demanda, ha ido creciendo paulatinamente en el tiempo, pasando de un 0,5% el año 2016 a 2,4% de la energía consumida durante el primer semestre del 2019 [3]. A septiembre del año 2020 se tienen cerca de 360 clientes en este grupo⁵². Este aumento se puede explicar dado que existe una serie de obligaciones que recaen sobre los comercializadores y no sobre los consumidores directos, por ejemplo, estos no participan en la financiación del bono social (a clientes vulnerables), tampoco en el Fondo Nacional de Eficiencia Energética, entre otros.

Como se definió previamente existen comercializadores libres y de referencia. Dentro de los primeros se hace la distinción entre aquellos relacionados con los 5 grupos energéticos históricos de España⁵³: Endesa, Iberdrola, Naturgy (anteriormente Gas Natural Fenosa), EDP España y Viesgo, a los que se les denomina comercializadores tradicionales y al resto de las comercializadoras libres que no pertenecen a este grupo se les denomina comercializadores independientes (más de 300 a diciembre del 2018 [3]⁵⁴). Respecto a las comercializadores de referencia, estos son:

1. Energía XXI comercializadora de referencia, S.I. (anteriormente, Endesa energía XXI s.l.).
2. Curenergía comercializador de último recurso, S.A.U. (anteriormente, Iberdrola comercialización de último recurso, S.A.U.).
3. Comercializadora regulada, gas & power S.A (asociada al grupo Naturgy).
4. Régsiti comercializadora regulada, S.L.U. (anteriormente, Viesgo comercializadora de referencia S.l., ahora parte del grupo Repsol).
5. Baser comercializadora de referencia, S.A. (anteriormente, EDP comercializadora de último recurso).
6. Energía Ceuta XXI comercializadora de referencia, S.L. (anteriormente, empresa de alumbrado eléctrico de Ceuta comercialización de referencia S.L, del grupo Endesa).
7. Comercializador de referencia energético, S.L.U. (anteriormente, CHC comercializador de referencia).
8. Teramelcor, S.L. (ciudad de Melilla)

⁵²<https://www.cnmec.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-electrico#listados>

⁵³<https://www.cnmec.es/prensa/CNME/informe-anual-supervision-cambios-comercializador-sector-electrico-gasnatural-2018>

⁵⁴ Es importante mencionar que la versión 2019 de este informe aún no se encuentra disponible, probablemente su publicación se ha retrasado producto del escenario de pandemia.

4.2.2 Sobre la estructura de propiedad

En el caso del mercado español, las únicas actividades que no pueden estar integradas con otras corresponden a las actividades de transporte, distribución y operación del sistema, las que deben ser desarrollados en forma exclusiva (razón social única), y por lo tanto las empresas que se encarguen de estas tareas no pueden realizar actividades de producción, comercialización y recarga energética, ni tampoco tomar participación en empresas que realicen estas actividades (numeral 1, artículo 18 de la Ley 24/2013 [2]).

Sin perjuicio de lo anterior, un grupo podrá desarrollar actividades incompatibles siempre y cuando sean ejercidas por sociedades diferentes y se cumplan una serie de criterios de independencia (numeral 2, artículo 18 de la Ley 24/2013 [2]). De esta manera, en el mercado español se da el caso que un grupo económico pueda participar a través de distintas sociedades en el negocio de generación, comercialización (tanto libre como de referencia) y distribución (caso de Endesa, por ejemplo). Con todo, la legislación es explícita en señalar que *“Las empresas distribuidoras y las empresas comercializadoras de referencia que formen parte de un grupo de sociedades que desarrolle actividades reguladas y libres en los términos previstos en la presente ley, no crearán confusión en su información y en la presentación de su marca e imagen de marca respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que realicen actividades de comercialización...”* (numeral 3, artículo 18 de la Ley 24/2013 [2]). Lo anterior es de vital importancia, toda vez que el volumen de energía suministrada por el comercializador libre del mismo grupo empresarial dueño de la red de distribución en cada zona representó en promedio el 42% del total durante el año 2018 (a esta métrica se le conoce como grado de fidelización del consumidor [3]).

4.2.3 Concentración y competencia en la comercialización

La cantidad de energía suministrada en España al 2018 correspondió a 234.416 GWh asociados a 28.023.882 puntos de suministro. Donde el 66% de la energía total fue suministrado por los tres grupos más grandes: Endesa, Iberdrola y Naturgy, si a ellos se les agrega los otros dos tradicionales (EDP y Viesgo), el monto de energía suministrada corresponde al 73% del total. Es interesante notar que la cuota de energía suministrada por los comercializadores no tradicionales aumentó del 23% al 27% desde el 2017 al 2018, tal y como se puede apreciar en la Figura 4.1.

Respecto a los puntos de suministro, la Figura 4.2 indica que solo Endesa e Iberdrola abastecen al 73% de los consumos y que los cinco grupos tradicionales abastecen al 95% de los puntos de suministro, implicando que sólo el 5% de los consumos son abastecidos por comercializadores no tradicionales. Esto significa que los comercializadores no

tradicionales tienen una preferencia por segmentos de mayor consumo, ya que abastecen al 5% de los consumos, pero representan un 27% del total de la energía. De hecho, los comercializadores libres no tradicionales abastecieron el 33% de energía del segmento PYME, el 31% del segmento industrial y sólo el 8% del sector doméstico. De lo anterior, se observa que los comercializadores no tradicionales se han concentrado en aquellos clientes de consumo medio y alto, sin buscar activamente el suministro de pequeños clientes (consumos domésticos), esto podría ser indicativo de mayores niveles de competencia en el segmento no doméstico que en el doméstico.

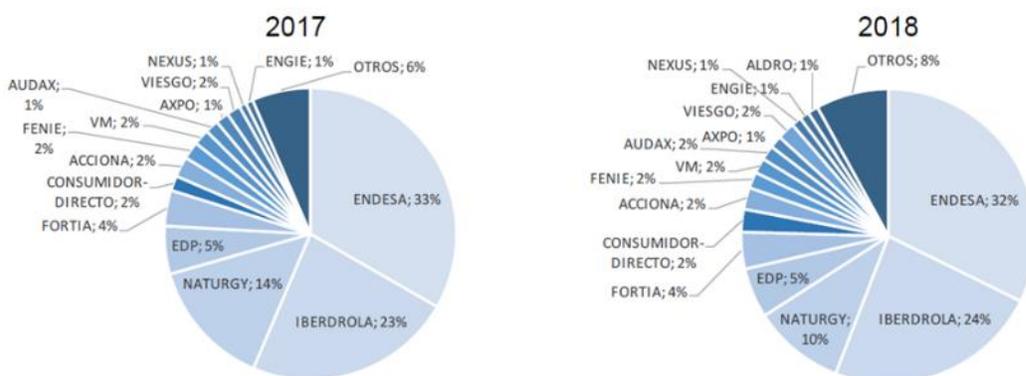


Figura 4.1: Energía suministrada por grupo de comercialización [3]

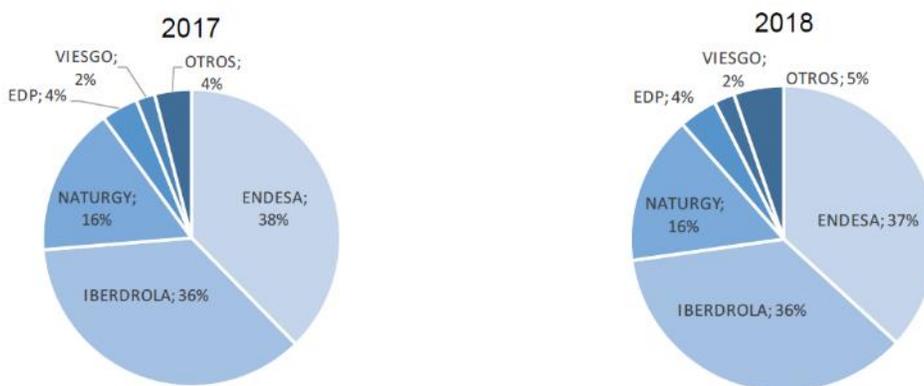


Figura 4.2: Puntos de suministro por grupo de comercialización [3]

La estructura del mercado no se modificó en términos relevantes desde el 2017 al 2018, esto porque los clientes (al menos los residenciales) históricamente no han buscado activamente el cambio de suministrador. Así, la tasa de cambio en el mercado minorista fue

únicamente de 10,9% en 2018 frente al 10,8% del año 2017, más aún si no se consideran los retornos de mercado libre a los comercializadores de referencia (aquellos que abandonan a comercializadores libres), dicha tasa es de sólo 9,3% en 2018 [3]. En cambio, en el segmento de clientes de mayor tamaño sí se observan tasas de cambio mayores, por ejemplo, para el 2018, dicha tasa fue de 27% para el segmento industrial y de 23% para el segmento PYME (para el segmento doméstico fue solo de 8%).

Las comercializadores de referencia durante el 2018 suministraron al 38% de los puntos de suministro, representando el 11% de la energía anual. Si solo se considera el subconjunto de los consumidores domésticos con potencia menor a 10 kW, los comercializadores de referencia abastecieron al 42%, equivalente al 38% del consumo de energía de dicho segmento [3].

Uno de los beneficios teóricos de la comercialización es la aparición de nuevos productos, situación que sí se ha dado en el mercado español, por ejemplo, durante el 2018 hubo 28 comercializadores que ofertaron productos 100% verdes (los cuales son certificados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, CNMC), estos productos se caracterizan por energía a partir de fuentes 100% renovables o de cogeneración de alta eficiencia. Otra innovación en la contratación, tanto por la presencia de comercializadores como de medidores inteligentes, es la posibilidad de escoger la potencia contratada para algunos clientes, en efecto, aquellos con una potencia conecta menor a 15 kW y que disponen de medidores inteligentes, pueden contratar la potencia que deseen con una resolución de 0,1 kW, lo que ha llevado a una reducción de la potencia contratada con respecto a los niveles históricos para este grupo de clientes.

4.3 Inserción de la demanda en mercado de SSCC

En el caso español los servicios complementarios se denominan servicios de ajuste y de balance y son parte constituyente del mercado de producción de energía eléctrica, junto con los mercados a plazo, el mercado diario y el mercado intradiario. La legislación española es explícita en señalar que los consumidores finales ya sea a través de comercializadores o agregadores independientes (ver definición en la sección 4.5), pueden participar de los servicios que se activen en el mercado de producción y en la gestión de la demanda.

Por ejemplo, los grandes clientes pueden participar del servicio de interrumpibilidad, el cual consiste en la reducción de consumo luego de una orden dada por el operador del sistema (Red Eléctrica España), dicha interrupción se puede gatillar tanto por motivos técnicos (frente a una emergencia) como por motivos económicos (evitando operaciones cercanas al costo de falla o evitando activar otros servicios de ajuste del sistema). Se debe destacar que este servicio se adjudica con antelación a los mercados diario e intradiario, y por tanto

son recursos que están a disposición del operador del sistema (Red Eléctrica España) cuando realiza la operación en tiempo real.

De hecho, el servicio de interrumpibilidad es contratado antes de inicio de año por el operador del sistema bajo la supervisión de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y se asigna competitivamente a través de subastas de precio descendente. *La prestación del servicio se asigna al último competidor que queda en la puja sin retirarse y, por tanto, está dispuesto a prestarlo al precio más bajo*⁵⁵. Se subastan dos productos de potencia interrumpible, uno consistente en reducciones de consumo de 5 MW (bloques de reducción de 5 MW) y otro de 40 MW (bloques de reducción de 40 MW), cada uno de los cuales presenta dos tipos de ejecución: i) ejecución instantánea, esto es sin preaviso mínimo y ii) ejecución rápida, esto es con un aviso mínimo de 15 minutos. Cualquier ejecución tendrá una duración máxima de una hora y no se podrán realizar más de dos ejecuciones consecutivas.

La cantidad para subastar es determinada y justificada por Red Eléctrica, la que debe ser informada a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), siendo esta última la que se pronunciará respecto a la validez del requerimiento. La CNMC en su calidad de supervisora de la subasta deberá pronunciarse también indicando por escrito que la subasta fue realizada realizado de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria, para ello podrá requerir al operador del sistema toda la información que considere necesaria.

El resultado de la subasta es vinculante, de esta manera el operador sabrá a priori con qué recursos de demanda interrumpible cuenta para realizar su gestión de forma óptima. En efecto, el operador podrá utilizar estos recursos con aviso o sin aviso previo, dependiendo de los productos contratados, con la única restricción que mensualmente no puede superar 40 horas de desconexión por cliente para los casos de 5 MW y 60 horas de desconexión por cliente para los casos de 40 MW.

4.4 Inserción de la demanda en mercado de pagos por capacidad

Al igual que en el caso de Chile, no existe un mercado de capacidad, sino que un precio administrado por la autoridad que se paga a las distintas unidades de generación en función de su contribución (determinada por la autoridad tanto en precio como cantidad) a la suficiencia del sistema. En particular, en el caso español, se tienen dos tipos de incentivos,

⁵⁵ <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/servicio-de-interrumpibilidad>

uno a la inversión de capacidad de largo plazo y otro a la disponibilidad de unidades generadores a corto/mediano plazo.

El incentivo a la inversión en capacidad de largo plazo busca retribuir la inversión en nueva capacidad que ingresa al sistema eléctrico asegurando la provisión de la demanda máxima del sistema en el largo plazo. Específicamente este incentivo corresponde a 10.000 euros/MW/año, tal y como se señala en el numeral 1 del artículo 7 de la Ley 9/2013 [6], el cual se remunera por un período de 10 años (numeral 2 del artículo 7 de la Ley 9/2013). Se debe señalar que antes de esta modificación legal el pago era de 23.400 euros/MW/año, razón por la cual, aquellos proyectos anteriores a la modificación y con el fin de mantener el monto comprometido por parte de la autoridad, se les disminuyó el valor a los 10.000 euros/MW/año, pero se aumentó el plazo para el pago de los incentivos, hasta 20 años en total (esto es 10 años extras por sobre los 10 años originalmente comprometidos, Orden ITC/2794/2007). Es importante mencionar, que este beneficio ha sido aplicado sólo a unidades de Ciclo Combinado de gas natural, puesto que la autoridad decide a quién otorgárselo previa solicitud formal del interesado, decisión que se basa en la potencia firme de la central y en las necesidades de suficiencia futuras del sistema.

Otro elemento relevante que señalar es que es posible que en el futuro el monto a pagar por el incentivo de largo plazo sea determinado a través de procesos competitivos. De hecho, ya la misma Orden ITC/2794/2007, establecía en su artículo décimo tercero que *“El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, podrá implantar mecanismos de subastas para la asignación del incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo, cuando así lo aconsejen los objetivos de política energética y la seguridad del suministro...”*, si a esto se suma la presión de la Unión Europea para avanzar a mercados de capacidad integrados, es posible pensar en que los incentivos de largo plazo dejen de ser precios administrados por la autoridad para pasar a ser precios eficientes determinados a través de mecanismos competitivos.

Por otro lado, el incentivo de mediano/corto plazo (incorporado recién en la Orden ITC/3127 del año 2011 [7]) está *“destinado a promover la disponibilidad en un horizonte temporal igual o inferior al año de las instalaciones que a falta de pagos por este concepto pudieran no estar disponibles para fomentar y mantener las condiciones necesarias que sustentan la garantía de suministro en el corto y medio plazo. Este servicio será gestionado por el operador del sistema con criterios de transparencia y eficiencia, se da para centrales existentes”*[7]. Estos pagos se determinan en función de la potencia neta instalada de la central, de un índice de disponibilidad y de un monto en euros por MW determinado por la autoridad, que trata de cubrir los costos de oportunidad de mediano plazo de las unidades potencialmente disponibles en los momentos de demanda máxima del sistema. Estos pagos

están disponibles sólo para centrales térmicas (fuel-oil, ciclo combinado y carbón) y para centrales hidráulicas de bombeo puro, bombeo mixto y embalse. El factor de disponibilidad se determina de acuerdo con el siguiente procedimiento (artículo 4 de la Orden ITC/3127 del año 2011 [7]):

La cuantía anual correspondiente a la retribución anual por disponibilidad del grupo i correspondiente a la tecnología j ($RSD_{i,j}$), expresada en euros, por el servicio de disponibilidad será la que resulte de aplicar la siguiente fórmula: $RSD_{i,j} = a \times indj \times PNi$

Donde:

- *a : es un índice que representa la retribución anual por disponibilidad, expresada en euros por MW. La definición de este índice se establece en la disposición transitoria primera de la presente orden. Para años sucesivos la definición de los valores de este índice se fijará, en su caso, por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio.*
- *$indj$: es un índice que representa la disponibilidad de la tecnología j , expresada en términos unitarios con tres decimales. La definición de los valores de este índice se establece en la disposición transitoria primera de la presente orden a partir de valores de disponibilidad históricos. Para años sucesivos la definición de los valores de este índice se fijará, en su caso, por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio.*
- *PNi : es la potencia neta en MW del grupo correspondiente i que figura en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica o parte de esa potencia, que se ponga a disposición del operador del sistema.*

Tanto del incentivo de largo como de corto plazo se desprende que corresponden a pagos únicamente asociados al segmento de generación sin participación alguna de la demanda en la formación del precio asociado a los pagos por capacidad, con la salvedad que dichos pagos son financiados en su totalidad por la demanda. En este sentido los comercializadores no tienen obligación de contratar una determinada cantidad de suficiencia en el sistema o de poseer un número mínimo de unidades de generación, sino que únicamente concurren al pago de estos incentivos (pagos por capacidad) en función de su energía retirada del sistema. Es importante señalar que son los comercializadores y los consumidores directos quienes realizan la totalidad de los pagos por capacidad (recordar que la suma de los comercializadores y de los consumidores directos constituye la totalidad de la demanda del sistema).

4.5 Operación de agregación de oferta de G y D

En la legislación española se definen como actores distintos tanto a los titulares de instalaciones de almacenamiento como a los agregadores independientes. Los primeros corresponden a *“las personas físicas o jurídicas que poseen instalaciones en las que se difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada, o que realizan la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar para la subsiguiente reconversión de dicha energía en energía eléctrica”* (letra h, artículo 6 de la Ley 24/2013 [2]), en tanto que los agregadores independientes se definen como aquellos *“participantes en el mercado de producción de energía eléctrica que prestan servicios de agregación y que no están relacionados con el suministrador del cliente, entendiéndose por agregación aquella actividad realizada por personas físicas o jurídicas que combinan múltiples consumos o electricidad generada de consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en el mercado de producción de energía eléctrica”*. De la última definición se desprende que los agregadores independientes no son comercializadores ya que se establece que no deben estar relacionados con el suministrador del cliente.

En el caso de los sistemas de almacenamiento se establece específicamente que éstos ya sea en forma directa o través de comercializadores o agregadores independientes podrán participar en los servicios que se activen en el mercado mayorista y en la gestión de demanda que pueda ser habilitada en términos reglamentarios (obteniendo en ambos casos los ingresos que correspondan).

4.5.1 Sobre el Servicio de Recarga

Relacionado con los nuevos agentes y servicios asociados al segmento de distribución, la legislación española define explícitamente los servicios de recarga energética (para vehículos y baterías) como aquellos consumidores de energía eléctrica que adquieren energía para el servicio de recarga de vehículos ya sea lo hagan en forma gratuita o cobrando por ello. Específicamente en el artículo 48 de la Ley 24/2013 (luego de la modificación del Real Decreto-ley 15/2018) indica que: *“El servicio de recarga energética tendrá como función principal la entrega de energía a título gratuito u oneroso a través de servicios de carga de vehículos y de baterías de almacenamiento en unas condiciones que permitan la carga de forma eficiente y a mínimo coste para el propio usuario y para el sistema eléctrico”*.

Se debe señalar que el servicio de recarga energética puede ser prestado por cualquier consumidor (no se requiere un giro determinado, de hecho con la modificación del 2018 se elimina la figura del Gestor de Cargas y se deja abierto a que cualquier consumo pueda cumplir tal función) toda vez que se cumplan una serie de requisitos establecidos

reglamentariamente por la autoridad. Estos requisitos buscan garantizar la seguridad industrial de las instalaciones de recarga energética, la que debe ser realizada según la instrucción técnica complementaria ITC-BT-52, aprobada por el Real Decreto 1053/2014

La ITC-BT-52 donde se define a la Infraestructura de recarga de vehículos eléctricos como *“Conjunto de dispositivos físicos y lógicos, destinados a la recarga de vehículos eléctricos que cumplan los requisitos de seguridad y disponibilidad previstos para cada caso, con capacidad para prestar servicio de recarga de forma completa e integral. Una Infraestructura de recarga de vehículos eléctricos incluye las estaciones de recarga, el sistema de control, canalizaciones eléctricas, los cuadros eléctricos de mando y protección y los equipos de medida, cuando éstos sean exclusivos para la recarga del vehículo eléctrico.”*. Esta instrucción indica todos los elementos técnicos mínimos que debe cumplir una infraestructura de recarga para ser aprobada, refiriéndose a los esquemas de instalación (unilineales) para la recarga de vehículos eléctricos, a los requerimientos para la medición de energía consumida por la estación de carga y los vehículos conectados, los requisitos generales de la instalación (tales como: alimentación, conexión de neutro, canalizaciones, entre otros), los elementos de control y protección necesarios con que debe contar la estación, además de señalar requerimientos específicos para estaciones de carga específicas, por ejemplo, consideraciones de malla a tierra para estaciones de carga en estacionamientos ubicados en el exterior.

Es importante mencionar que los puntos de carga deberán estar inscritos en un listado de puntos de recarga gestionado por las Comunidades Autónomas respectivas, que deberá estar disponible para todos los ciudadanos a través de medios electrónicos. Consecuentemente, la legislación española abre la posibilidad cierta de la aparición de redes de carga tanto públicas como privadas, sin que estos agentes participen/distorsionen el mercado de comercialización.

4.5.2 Comercialización: condiciones de ingreso y participación

Como se señaló precedentemente se puede distinguir entre comercializadores libres y comercializadores de referencia. Para ambos tipos de comercializadores, se establece que para aquellas empresas que quieran participar de este sector deberán cumplir con los requerimientos reglamentarios necesarios, que incluyen la suficiente capacidad técnica, legal y económica de la firma [5]. Adicionalmente, para poder adquirir energía eléctrica en el mercado mayorista y así suministrar a sus clientes finales, deberán estar necesariamente inscritos en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Directos en Mercado, y además presentar las garantías suficientes al operador del mercado y al operador de la red de acuerdo con lo que se establezca en el reglamento respectivo.

Se debe destacar que los comercializadores, así como los productores de energía, los consumidores directos (y sus representantes) son agentes del mercado, definidos como toda persona física o jurídica que intervenga en las transacciones económicas que tengan lugar en el mercado de producción de energía eléctrica, comprando o vendiendo electricidad, y como tales para tener el derecho a comprar energía deben adherir a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica. Por lo tanto, los comercializadores para poder participar deben constituirse como agentes de mercado, los pasos a seguir para lograr esta categoría son⁵⁶:

- Hacerse sujeto del mercado, lo que debe tramitarse con Red Eléctrica de España.
- Completar el formulario “Alta de Agentes⁵⁷”, para facilitar este procedimiento se dispone de una guía de acceso⁵⁸ donde se explica el proceso para convertirse en un agente de mercado, los pasos a seguir, y la explicación de los campos a completar en el formulario.
- Luego de completar la Solicitud de Alta de Agentes en forma satisfactoria, deberá enviar a OMIE (operador del mercado) los poderes del apoderado de la empresa que vaya a firmar el Contrato de Adhesión a las Reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario, fotocopia del NIF (número de identificación fiscal) de la empresa y fotocopia del DNI (documento nacional de identidad). Esta información deberá ser enviada por correo electrónico a ‘asuntosjuridicos@omie.es’.
- Luego de examinar y aprobar la documentación recibida, OMIE creará un certificado electrónico personal de acceso al sistema de información del mercado, a nombre de la persona o entidad que haya sido autorizada a realizar los trámites administrativos. Cuando reciba el certificado digital, el comercializador (o la persona autorizada) estará habilitado para completar el resto de los formularios que correspondan, todos los que se realizan a través de la plataforma de OMIE (disponible en www.mercado.omie.es).
- Luego de que todos los formularios hayan sido completados por el comercializador, y revisados y aprobados por OMIE, se enviará el contrato de adhesión al comercializador, el que deberá ser impreso y firmado en dos copias en todas sus páginas. Luego de la firma tanto del comercializador como de OME, el comercializador adquiere la condición de agente de mercado.

Respecto al trámite con Red Eléctrica España (Operador del Sistema, TSO), éste posee un archivo comprimido Alta OS Comercializador⁵⁹ que incluye un documento denominado “Guía de alta de un comercializador” donde se explican a través de diagramas de flujos y

⁵⁶ <https://www.omie.es/es/como-hacerse-agente>

⁵⁷ <https://mda.omie.es/AccesoAgentes/solicitud.xhtml?idioma=es&tipo=solicitud&id=AltaAgentesEx>

⁵⁸ https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/guia_omie_febrero2020_es_def.pdf

⁵⁹ <https://www.esios.ree.es/es/documentacion?scope=Datos%20estructurales>

ejemplos de formularios, todos los pasos que se deben llevar a cabo para convertirse en un comercializador. Además, tal archivo incorpora ejemplos de los poderes notariales requeridos y, muy relevante, incluye una calculadora para establecer los montos de garantía que debe entregar el potencial comercializador para operar en el sistema, monto que nunca podrá ser menor a los 10.000 euros, y que en la práctica es mayor, ya que la garantía a depositar debe ser suficiente para cubrir la previsión de compra de energía para 34 días, así grandes comercializadoras deberán depositar garantías más grandes que comercializadoras pequeñas.

En conclusión para habilitarse como comercializador, un agente debe cumplir con requisitos similares a los que cumple un generador o un consumidor directo por hacer inyecciones y/o retiros desde el sistema.

Además de los requerimientos anteriores, para los comercializadores de referencia se establecen una serie de obligaciones financieras y de tamaño adicionales que se deben cumplir. Estos requerimientos se encuentran en el numeral 2 del artículo 3 del Real Decreto 216/2014 [4], y son los siguientes:

- a) Tener un capital social mínimo de 500.000 euros.
- b) *Haber desarrollado la actividad de comercialización de energía eléctrica para el suministro a consumidores durante los últimos tres años, habiéndose mantenido durante este tiempo ininterrumpidamente en el cumplimiento de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica exigidos en el título V del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. En particular, las empresas comercializadoras deberán acreditar que han cumplido la obligación de adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, establecida en el artículo 46.1 c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*
- c) *No haber sido inhabilitada para el ejercicio de la actividad de comercialización en los últimos tres años ni haber sido sancionada por la comisión de una infracción administrativa grave o muy grave en materia de comercialización de energía eléctrica mediante resolución firme en vía administrativa, en el último año o en los últimos tres años respectivamente, ni pertenecer a ningún grupo empresarial o empresas vinculadas que lo hubieran sido.*
- d) *No haber visto traspasados sus clientes en los últimos tres años mediante resolución firme en vía administrativa⁶⁰, ni pertenecer a ningún grupo empresarial o empresas*

⁶⁰ Se refiere a que la autoridad producto de un incumplimiento por parte de la comercializadora no haya decidido traspasar a sus clientes a un comercializador de referencia ya sea de manera temporal o permanente.

vinculadas que, habiendo ejercido la actividad de comercialización, hubiera visto traspasados sus clientes.

- e) Tener un número mínimo de 25.000 clientes de media en los últimos doce meses en el territorio español.*

Respecto al número mínimo de clientes es importante señalar que éste corresponde a 100.000 de media en los últimos 12 meses para la mayoría del territorio español, donde la obligación disminuye a 25.000 clientes solo para las ciudades de Ceuta y Melilla (punto 1 del artículo 3 del Real Decreto 216/2014). Las condiciones precedentes deben ser satisfechas durante todo el período en que una determinada empresa es comercializadora de referencia, en caso de incumplimiento, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá suspender la habilitación para actuar como comercializador de referencia, y consecuentemente realizar el traspaso de todos sus clientes a otro comercializador de referencia. Una vez designado como comercializador de referencia el período mínimo en dicha condición es de cuatro años.

4.6 Monitoreo de Mercado

El monitoreo del segmento de la comercialización de energía es llevado a cabo por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia⁶¹, organismo no exclusivo del sector eléctrico y cuya función principal es promover y preservar el buen funcionamiento de todos los mercados de interés de los consumidores y de las empresas, sus principales sectores de análisis son:

- Gas y Electricidad.
- Comunicaciones electrónicas y audiovisual.
- Ferroviario y aeroportuario.
- Mercado Postal.

Respecto al sector de comercialización de la electricidad, tiene la obligación de analizar la situación global del mercado minorista de electricidad, lo que realiza anualmente en el “Informe de supervisión del Mercado Minorista de Electricidad” [3], los indicadores que se utilizan se pueden clasificar en:

- Estructura de mercado y nuevos entrantes: porcentaje de consumidores suministrados por un comercializador de mercado libre, porcentaje de la energía suministrada por un comercializador de mercado libre, número y evolución del número de comercializadores activos en el mercado libre, número y evolución del

⁶¹ <https://www.cnmec.es/sobre-la-cnmec/que-es-la-cnmec>

número de comercializadores activos con ofertas de gas y electricidad, concentración del mercado: i) medida como el porcentaje de energía que es suministrada por los tres grupos mayores de comercialización, ii) medida como el porcentaje de la energía total que es suministrada por comercializadores libres no pertenecientes a los cinco grupos tradicionales y iii) determinación del índice HHI⁶² para el segmento de comercialización.

- Márgenes de comercialización: margen bruto de la comercialización libre para el segmento protegido (< 1kV y < 1 kW), el segmento PYME y el segmento industrial. Determinación del margen neto (margen bruto menos estimaciones de los costos de comercialización) para los consumidores domésticos con potencia contratada igual o inferior a 10 kW (segmento protegido).
- Evolución de los precios: variación del precio promedio en mercado libre a i) cliente doméstico de menos de 10 kW, ii) PYME y iii) industrial. Variación del precio promedio a cliente acogido a PVPC.
- Grado de involucramiento del consumidor; determinación de tasas de cambio de clientes en el segmento doméstico, PYME e industrial. Grado de fidelización, medido como consumidores suministrados por el comercializador del mismo grupo empresarial al que pertenece el distribuidor que lo abastece.
- Cumplimiento de las medidas de protección al consumidor. Porcentaje de consumidores domésticos abastecidos por un comercializador de referencia. Número de consumidores beneficiarios de bono social.
- Calidad de la actividad de comercialización (atención comercial). Número de reclamos realizados por usuarios.

Respecto a la estructura de propiedad es importante mencionar que cada comercializadora de referencia pertenece a un grupo económico que controla también a una comercializadora libre, y que corresponden a los 5 comercializadores denominados tradicionales (Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP y Viesgo). Adicional a estos 5 comercializadores tradicionales hay cerca de 310 comercializadores independientes que tratan de competir en el mercado minorista, logrando entre todos abastecer al 27% de la energía en tanto que el restante 73% es abastecido por los 5 tradicionales (donde el 66% sólo corresponde a los tres mas grandes: Endesa, Iberdrola y Naturgy). Es interesante destacar que las ventas de los comercializadores independientes son mayores en el segmento no domestico (33% de la energía consumida por las PYMES) que en el doméstico (abastecen solo el 8% de la energía requerida por los consumidores residenciales).

⁶² Índice de Herfindahl y Hirschman (HHI) se calcula elevando al cuadrado la cuota de mercado que cada empresa posee y sumando esas cantidades.

Los mayores niveles de competencia en el nivel no doméstico se reflejan en que los márgenes estimados para el negocio de comercialización son mayores en el sector doméstico y que son aún mayores en las comercializadoras tradicionales que abastecen dicho segmento en comparación a las comercializadoras independientes que abastecen el mismo segmento. Estos márgenes aproximados son determinados por la CNMC considerando los márgenes brutos y los costos estimados de comercialización, los que para el segmento doméstico se encuentran del orden del 8% al 12%.

La evolución de estos márgenes se puede apreciar en la figura siguiente, donde se observa una mayor diferencia entre facturación y costo para el segmento doméstico y mucho menor para el segmento PYME e industrial y dónde para el segmento doméstico es posible apreciar también la diferencia significativa entre los comercializadores tradicionales y los independientes.

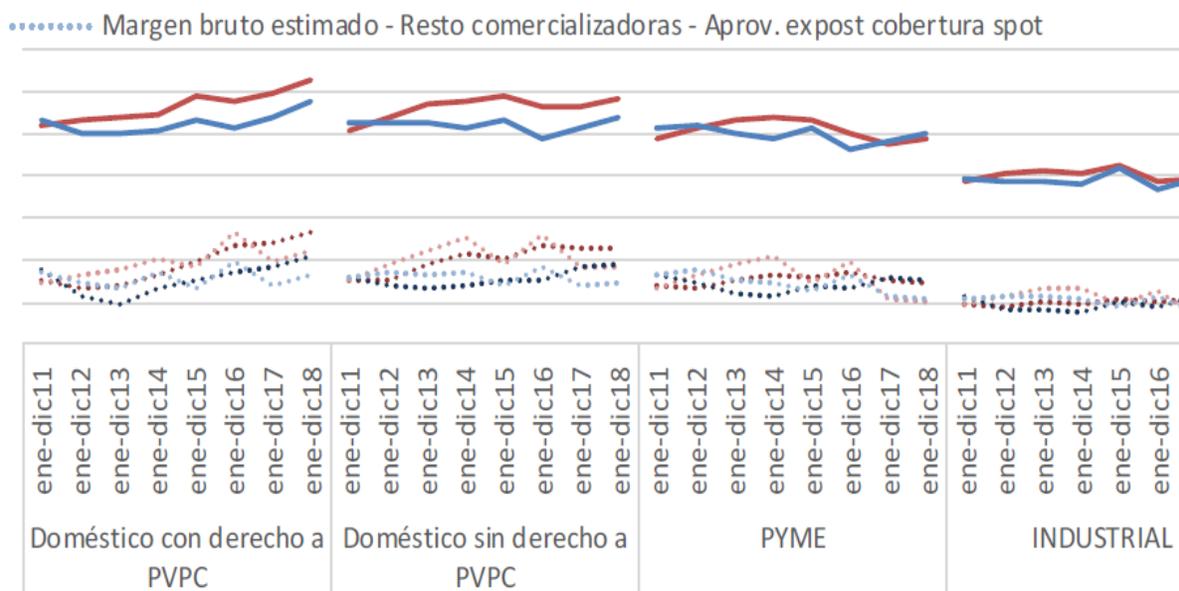


Figura 4.3: Estimación de margen de comercialización en el mercado libre [3]

De lo anterior se depende el especial cuidado que se debe tener en la liberalización del mercado minorista sobre todo en el segmento residencial, protegiendo adecuadamente a los clientes pequeños cuando corresponde e impidiendo que el incumbente pueda ejercer poder de mercado que se ve reflejado en la tarifa de los clientes finales.

4.7 Otros Temas de Interés

Un tema relevante para considerar es el cambio de mecanismo utilizado para tarifificar la energía de aquellos clientes protegidos (< 1kV y < 10 kW) que pueden optar a una tarifa/estructura regulada. Antes de la incorporación del Real decreto 2016, el precio regulado PVPC (antes denominada tarifa de último recurso), que debían cobrar las comercializadoras de último recurso (predecesoras de los comercializadores de referencia), se determinaba a través de un mecanismo de contratación de corto plazo (licitaciones de energía con horizonte trimestral).

El antecedente directo del cambio de metodología se debe a que la subasta celebrada el 19 de diciembre de 2013 no fue validada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), considerando que se dieron “*situaciones atípicas*” que impidieron que la subasta se desarrollará en un ambiente de “*suficiente presión competitiva*”. La situación de invalidez del proceso y la necesidad de contar con tarifas reguladas eficientes, llevo a la autoridad a la creación del PVPC, basado en el precio horario despejado desde el mercado mayorista.

Otro tema para destacar es el aprendizaje respecto a la obligación de los comercializadores de referencia de ofertar a un contrato fijo a 12 meses (además de la opción PVPC) para los clientes domésticos con potencia contratada menor a 10 kW. En la práctica, muy pocos consumos toman esta opción ya que la comercializadora de referencia muchas veces no tiene incentivo a ofrecer un buen precio, toda vez que mayoritariamente pertenecen a grupos económicos dónde además de la comercializadora de referencia son dueños de comercializadoras libres, y por tanto realizan todas sus ofertas competitivas a través de estas últimas.

5 Revisión de Mercados: USA – PJM

5.1 Descripción general

5.1.1 Características e Institucionalidad

La Interconexión PJM es una organización regional de transmisión (RTO) que coordina el movimiento de electricidad a nivel mayorista en todo o en partes de los estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, **Maryland**, Michigan, **Nueva Jersey**, Carolina del Norte, Ohio, **Pensilvania**⁶³, Tennessee, Virginia, Virginia Occidental y el Distrito de Columbia. Una Junta independiente supervisa las actividades de PJM. Asimismo, asiste el proceso de planificación regional de largo plazo.

Actuando como una parte neutral e independiente, PJM opera un mercado competitivo de electricidad al por mayor y administra la red de electricidad de alta tensión para asegurar el suministro de más de 65 millones de personas⁶⁴. El sistema forma parte de la Interconexión Este de USA, ver Figura 5.1.

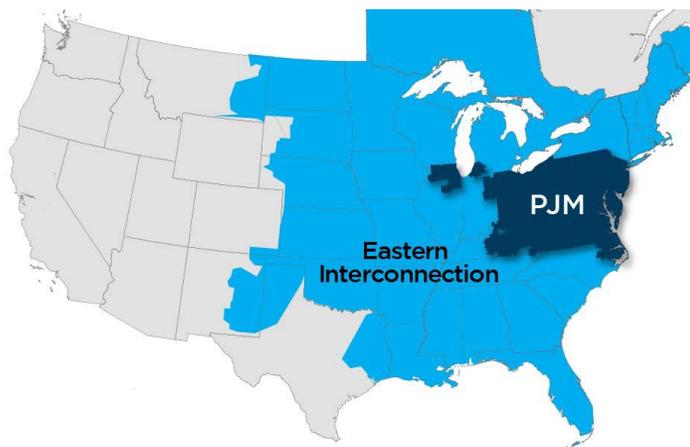


Figura 5.1: PJM y su interconexión con USA.

El sistema suministra electricidad a 65 millones de habitantes con un consumo agregado al 807 TWh durante el año 2018. Una síntesis de estadísticas generales del sistema se presenta en la Tabla 5.1

⁶³ En negrita los estados que le dan nombre a la interconexión.

⁶⁴ www.pjm.com

Tabla 5.1: Estadísticas globales PJM 2019.

Estadísticas general del Sistema PJM	
Empresas participantes	1.010+
Población suministrada	65 millones-hab
Demanda bruta máxima en el año	165.492 [MW]
Longitud agregada de línea de Transmisión	135.565 [km]
Capacidad Instalada	180.086 [MW]
Energía producida en el año 2018	806.546 [GWh]
Fuentes de generación	1.379
Territorio	630.447 [km ²]
Número de estados suministrados	13+DC

La matriz de generación de PJM tiene una composición fuertemente marcada por tecnologías convencionales basadas en combustibles fósiles con participación mayoritaria de gas (36,6%) y nuclear (33,9%). Si bien la participación de energías renovables es baja, el sistema experimenta un sostenido crecimiento de ésta en los últimos años.

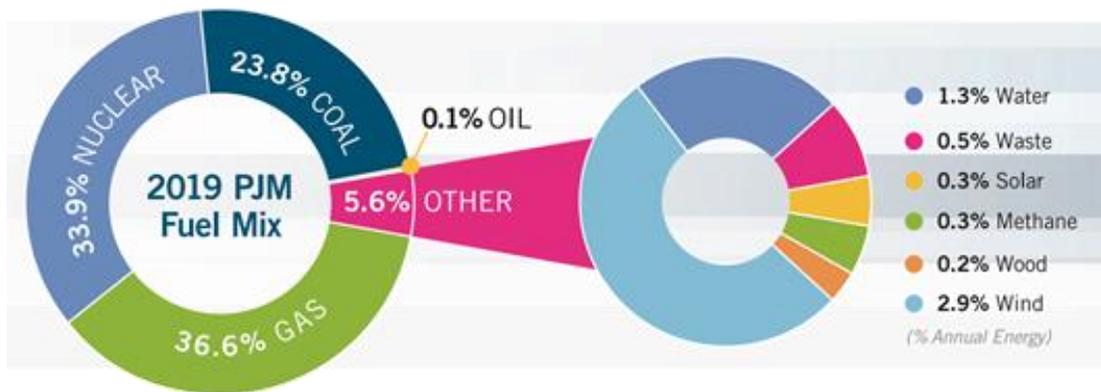


Figura 5.2: Matriz de generación de generación de PJM el año 2019.

Dependientes de PJM se conforman las siguientes empresas subsidiarias de interés:

- PJM Connex: ofrece servicios de consultoría, capacitación y operacionales.
- PJM Environmental Information Services, Inc.: es una subsidiaria de propiedad absoluta de PJM Connex L.L.C. El objetivo de PJM-EIS es proporcionar los servicios de información y seguimiento de datos tanto de las emisiones como de los *Renewable Energy Credits* (REC), también conocidos como certificados de energía

renovable. Los servicios son administrados por PJM-EIS a través del *Generation Attribute Tracking System (GATS)*, que es de propiedad y está operado por PJM EIS. Para los propietarios de la generación -grandes comerciantes, pequeñas empresas o propietarios de generación residencial- el GATS hace un seguimiento de la producción eléctrica del generador para la emisión de los REC aplicables. El GATS también hace un seguimiento de la propiedad de esos REC mediante su uso por una empresa de electricidad para el cumplimiento de la Normativa sobre Cartera de Renovables del Estado. Para los propietarios de la generación: El AGCS ayuda a convertir la producción de la generación en un *commodity*. Tanto para las empresas eléctricas como para los propietarios de ciertos generadores que producen emisiones: El GATS ayuda a cumplir los requisitos ambientales estatales y federales asociados con las operaciones eléctricas, como el cumplimiento de los RPS (*Renewable Portfolio Standard*) y la divulgación de las emisiones.

- PJM Settlement, Inc. Es una corporación sin fines de lucro, regulada por la FERC, que maneja todos los acuerdos del mercado, asuntos de facturación, gestión de crédito y acuerdos financieros para el mercado mayorista de electricidad y otras transacciones realizadas por los miembros de PJM. Esta corporación reduce el riesgo crediticio de los miembros de PJM al proporcionarle una clara legitimación legal para que pueda cobrar los saldos impagos de los acuerdos incumplidos en nombre de otros miembros, quienes tienen que compartir los costos de un incumplimiento de pago. Todos los miembros actuales de PJM son también miembros de PJM Settlement, Inc. PJM Settlement, Inc. tiene un acuerdo de servicios con PJM para proveer y retener servicios, incluyendo el apoyo del personal de PJM.

La institucionalidad de PJM se encuentra inserta entre el contexto de la estructura general de ordenamiento de la industria eléctrica en USA y aquella particular de los estados que forman parte del sistema. En los siguientes párrafos se presentan los principales actores y regiones que componen la industria [8].

5.1.1.1 Department of Energy (DOE)

El Departamento de Energía de USA (DOE) es un departamento a nivel de gabinete del Gobierno que se ocupa de las políticas de país en materia de energía y seguridad en el manejo de material nuclear. Sus responsabilidades incluyen el programa de armas nucleares de la nación, la producción de reactores nucleares para la marina de US, la administración de la energía, la investigación relacionada con la energía, la eliminación de residuos radiactivos y la producción de energía doméstica.

5.1.1.2 The Federal Energy Regulatory Commission (FERC)

La Comisión Federal Reguladora de la Energía (FERC) es una agencia independiente dentro del Departamento de Energía (DOE) de USA que regula la transmisión interestatal de electricidad (así como el gas natural y el petróleo) dentro de los Estados Unidos. La FERC también regula los proyectos de gas natural y energía hidroeléctrica. Dentro del sector de la electricidad, la FERC:

- Regula la transmisión y venta al por mayor de electricidad en el comercio interestatal.
- Revisa ciertas fusiones y adquisiciones y transacciones corporativas de las compañías de electricidad.
- Revisa la solicitud de ubicación de proyectos de transmisión eléctrica en circunstancias limitadas.
- Otorga licencias e inspecciona proyectos hidroeléctricos privados, municipales y estatales.
- Protege la confiabilidad del sistema de transmisión interestatal de alto voltaje a estableciendo estándares obligatorios de confiabilidad.
- Monitorea e investiga los mercados de energía.
- Hace cumplir los requisitos reglamentarios de la FERC mediante la imposición de sanciones civiles y otros medios.
- Supervisa los asuntos ambientales relacionados con los proyectos hidroeléctricos.
- Determina la reglamentación de los reportes de contabilidad e información financiera y la conducta de las empresas reguladas.

Es importante señalar que la FERC no regula la venta de electricidad a los clientes minoristas, no aprueba la construcción de activos de generación eléctrica con la salvedad de la hidroeléctrica, no regula las actividades de las centrales nucleares, no evalúa los problemas de confiabilidad relacionados con las instalaciones de distribución, ni vigila las zonas residenciales de control de la vegetación de los servicios públicos.

5.1.1.3 North American Electric Reliability Corporation (NERC)

La Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica (NERC) es una autoridad reguladora internacional sin fines de lucro cuyo objetivo es asegurar la confiabilidad del sistema mayorista de energía en América del Norte. En 2006, la FERC designó a NERC como la organización gubernamental de confiabilidad eléctrica (*Electrical Reliability Organization*, ERO), otorgándole así la facultad de supervisar y regular el mercado eléctrico de acuerdo con ciertas normas de fiabilidad. Aunque NERC es la organización que audita a las empresas de energía y cobra multas por incumplimiento, la autoridad detrás de las decisiones de NERC proviene de la FERC. Varias de las responsabilidades de NERC incluyen: Desarrollar y hacer cumplir las normas de confiabilidad, evaluar anualmente la confiabilidad estacional y

a largo plazo, supervisar el sistema mayorista de energía, educar, capacitar y certificar al personal de la industria.

El área de responsabilidad de la NERC abarca el territorio continental de US, Canadá y la parte norte de Baja California, México, y está compuesta por coordinadores regionales de confiabilidad. Un mapa de las principales interconexiones regionales y consejos de confiabilidad en el marco de la NERC se presentan en la Figura 5.3. La NERC tiene jurisdicción sobre los usuarios de electricidad, los propietarios y los operadores de sistemas mayoristas de energía. En US, la FERC supervisa las operaciones de la NERC en calidad de ERO.

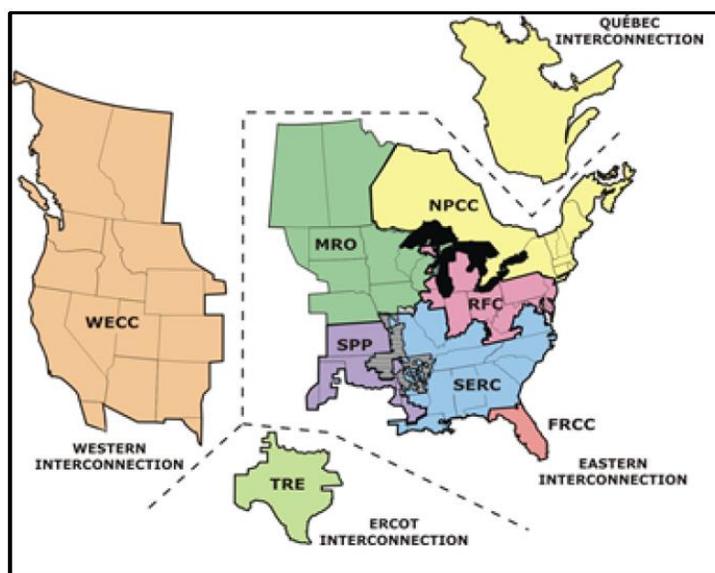


Figura 5.3: Mapa de los Consejos Regionales de Confiabilidad en el marco del NERC.

5.1.1.4 ISO/RTO

Dentro de las tres principales interconexiones de US se encuentran entidades regionales denominadas organizaciones regionales de transmisión (*Regional Transmission Operator*, RTO) y operadores independientes de sistema (*Independent System Operator*, ISO). La formación de los ISO y RTO se produce bajo la dirección o recomendación de la FERC. El rol de las ISO/RTO es similar y puede ser confuso. Comparables a un RTO, las ISO no cumplen los requisitos mínimos especificados por la FERC para tener la designación de RTO o no han solicitado a la FERC ese estatus. En resumen, una ISO opera la red eléctrica de la región, administra los mercados mayoristas de electricidad de la región y proporciona una planificación de la confiabilidad del sistema eléctrico de la región. Las RTO realizan las mismas funciones que las ISO, pero tienen una mayor responsabilidad en la red de

transmisión establecida por la FERC⁶⁵. Las RTO coordinan, controlan y vigilan el funcionamiento del sistema en su territorio. También supervisan el funcionamiento de la red de transmisión de la región proporcionando un acceso justo. Los ISO/RTO participan en la planificación regional para asegurarse de que las necesidades del sistema se satisfagan con la infraestructura adecuada. Previo a la implementación de los ISO/RTO, las empresas monopólicas verticalmente integradas (*Utilities*) se encargaban de elaborar y coordinar planificación de la transmisión. Las *utilities* en las zonas en que no existen ISO/RTO siguen cumpliendo esa función.

Actualmente existen los siguientes 7 ISO en US:

1. CAISO—California ISO
2. NYISO—New York ISO
3. ERCOT—Electric Reliability Council of Texas; también un Regional Reliability Coordinator o Council⁶⁶
4. MISO—Midcontinent Independent System Operator
5. ISO-NE—ISO New England
6. AESO—Alberta Electric System Operator
7. IESO—Independent Electricity System Operator

Y actualmente se distinguen 4 RTO:

- PJM—PJM Interconnection
- MISO—Midcontinent Independent System Operator; también un RTO
- SPP—Southwest Power Pool; también un Regional Reliability Coordinator o Council
- ISONE—ISO New England; también un RTO

5.1.1.5 Agencias reguladoras a nivel de Estados

La función de los órganos reguladores estatales en el sector de la electricidad puede variar considerablemente de un Estado a otro. Hay numerosos organismos estatales que regulan la industria eléctrica que se pueden resumir en los siguientes:

- **Comisión Estatal de Servicio Público:** Los nombres de estas entidades pueden variar según el Estado, como la Comisión de Servicios Públicos o la Comisión de Corporaciones. Las comisiones estatales regulan lo que son tarifas justas y razonables para el servicio eléctrico bajo su jurisdicción. Las comisiones adoptan y aplican reglamentos que protegen la seguridad y los intereses del público, estudian el impacto económico y ambiental de las operaciones de las empresas de servicios públicos, garantizan el servicio seguro y confiable de la electricidad a los clientes y,

⁶⁵ Los RTO sí pueden ser dueños de la infraestructura de transmisión, sin embargo, la mayor responsabilidad se refiere a los requisitos mínimos que se requieren para ser denominado un RTO ([FERC Order No. 2000](#), p 1)

⁶⁶ Entidad del más alto nivel regional (uno o más estados) encargado de la operación confiable de las grandes interconexiones con la autoridad para prevenir y mitigar situaciones de emergencia, entre otras.

en algunos casos, median en las controversias entre la empresa de servicios públicos y sus clientes. Estas comisiones también están encargadas de la confiabilidad del sistema eléctrico, supervisan los planes de la empresa de servicios públicos para la gestión, las inspecciones de las instalaciones y el mantenimiento de los activos.

- **Departamento de Estado de Protección Ambiental:** Los nombres de estas entidades también pueden variar según el Estado. Algunos estados tienen un Departamento de Calidad Ambiental, que sirve un propósito similar. El papel básico de estas organizaciones es regular los recursos del aire, la tierra y el agua del Estado. Estos departamentos otorgan permisos de aire para la construcción de activos emisores de contaminantes, garantizan la seguridad pública mediante la limpieza de los sitios contaminados y supervisan las emisiones de las empresas.

5.1.1.6 Empresas de servicio público (*Utilities*)

Una empresa de servicios públicos es una compañía de energía que genera, transmite y distribuye electricidad para venderla a los clientes. Sin embargo, no todas las empresas de servicios públicos proporcionan las tres funciones. Hay más de 3.200 empresas de electricidad en US, que atienden a más de 145 millones de clientes. Entre ellas se encuentran los siguientes tipos:

- Las empresas de servicios públicos propiedad de los inversionistas (*Investor Owned Utilities, IOU*) son empresas con fines de lucro propiedad de sus accionistas. Estas empresas de servicios públicos pueden tener territorios de servicio en uno o más Estados. Las comisiones estatales otorgarán a las IOU la licencia para operar en áreas específicas del Estado bajo ciertos términos y condiciones. Su generación, transmisión y venta de energía interestatal están reguladas por la FERC y su sistema de distribución y ventas al por menor están reguladas por las comisiones estatales.
- Las empresas públicas de energía (también conocidas como "Municipios (*Municipals*)" o "Munis") son empresas de servicios públicos sin fines de lucro, propiedad de ciudades y condados. Los servicios públicos de propiedad de las ciudades se denominan servicios públicos municipales (munis). Las universidades y las bases militares pueden ser propietarias y operar sus propios servicios públicos. Por lo general, éstas no están reguladas por la FERC o por los Estados, sino por su propio gobierno local.
- Las cooperativas (Co-Ops) son entidades sin fines de lucro propiedad de sus miembros. Deben tener un gobierno democrático y funcionar a costo. Los miembros votan a los representantes en un Consejo de Administración de la cooperativa que supervisan las operaciones. Cualquier ingreso que supere los costos debe ser devuelto a los miembros. Las cooperativas también tienden a servir en áreas rurales que históricamente no fueron atendidas por otras empresas de servicios públicos.

- Programas Federales de energía eléctrica: estos programas federales incluyen la Administración de Energía de Bonneville (BPA), la Autoridad del Valle de Tennessee (TVA), la Administración de Energía del Sudoeste (SWPA), la Administración de Energía del Sudeste (SEPA), y la Administración de Energía del Área Occidental (WAPA). Estas entidades, que son mayoristas, proporcionan una serie de funciones de servicio eléctrico a otras empresas de servicios públicos (principalmente a los municipios) para su distribución a los usuarios finales. La TVA es una corporación independiente, propiedad del gobierno, pero no debe confundirse con la BPA y la WAPA, también conocidas como Administraciones de Mercadeo de Energía (PMA). BPA y TVA son propietarias de instalaciones de generación y transmisión. WAPA es una empresa de servicios públicos de transmisión que suministra energía de las instalaciones hidroeléctricas federales de Occidente a otras empresas de servicios públicos minoristas.
- Los Productores Independientes de Energía (IPP), o a veces llamados generadores fuera de las *utilities*, son negocios de propiedad privada que poseen y operan sus propios activos de generación y venden energía a otras empresas de servicios públicos o directamente a los usuarios finales.

Regulación de las *Utilities*

En este caso se trata de un modelo integrado verticalmente, las empresas de servicios públicos se encargan de la generación, transmisión y distribución de electricidad en una zona geográfica específica. Pueden ser propietarias de la totalidad de las centrales generadoras y las líneas de transmisión o tener acciones en ellas, o comprar energía mediante contratos con otros productores de electricidad. El precio que el cliente paga en este modelo vertical se basa en los costos del servicio durante un período de tiempo. Estos costos son supervisados por las comisiones reguladoras estatales y se ajustan administrativamente para determinar las tarifas finales [8].

Este esquema funciona de forma asimilable a la tarificación de la transmisión y distribución en Chile. Esto es, constituyen una forma de acuerdo entre la empresa y el estado en que la primera adquiere la obligación de dar suministro a cambio de que el estado permita establecer tarifas que cubran completamente los costos en que se incurre. Esto suele llamarse “pacto regulatorio” [9], aunque no constituye un contrato formal entre las partes.

Las comisiones reguladoras estatales tienen injerencia directa en los siguientes temas [9]:

- Determinación de las rentabilidades de las *Utilities* y las tarifas clientes.
- Adquisición de recursos o infraestructura, como:
 - Estándares del portafolio de generación o mix de fuentes de energía.
 - Planes de expansión integrados.

- Permisos de construcción.
- Supervisión administrativa y aprobación de nuevas instalaciones en cumplimiento a estándares, términos y condiciones del cada proyecto incluyendo sus costos.
- Planes de eficiencia energética y cumplimiento de estándares.
- Emisión de deuda o valores para financiamiento de obras.
- Limitación de vínculo y vigilancia de intereses entre las *Utilities* y empresas relacionados.
- Estándares de calidad de servicio.
- Relación con el medio ambiente

Los ajustes a las tarifas se efectúan a través de procesos administrativos bien establecidos, pero complejos, que involucran a todos los actores involucrados (Estado, empresa, inversionistas, usuarios finales y ciudadanía), sobre la base de información que justifique la preparación de un “caso” para ajuste de tarifas. Para ello se determinan los costos incurridos en últimos años y sus proyecciones, considerando una tasa de retorno sobre el capital fijada por el Estado y calculada sobre la base del compromiso entre atraer inversionistas y reducir el costo de la tarifa final.

5.1.1.7 Commodity Futures Trading Commission (CFTC)

Adicionalmente, la Comisión de Comercio de Futuros relacionados con Productos Básicos (CFTC) tiene jurisdicción sobre las ventas de los futuros que no incluyen una transferencia física del producto básico, como aquellos resultados de las transacciones de derivados financieros vinculados a los mercados mayoristas de electricidad en USA.

5.1.2 Organización del sector y mercados

El ISO/RTO PJM opera varios tipos de mercados mayoristas. En cada uno calcula los cargos y créditos que son imputables a cada miembro. El listado de servicios con una breve descripción es la siguiente [10]:

1. *Spot Market Energy* (Mercado Spot de Energía): En éste la energía comprada o vendida por los miembros de PJM a través de *PJM Energy*. Opera sobre la base de LMP (*Locational Marginal Price*), o precios nodales, con esquema de día anterior, intradiario y tiempo real.
2. *Transmission Congestion* (Congestion de Transmisión): Corresponde al incremento del costo de la energía transitada cuando el sistema de transmisión funciona en condiciones limitadas de capacidad.

3. *Transmission Losses* (Pérdidas de transmisión): pérdida de energía debido a las características de impedancia eléctrica del sistema de transmisión.
4. *Regulation* (Regulación): La capacidad de un recurso específico con las telecomunicaciones apropiadas, control, y la capacidad de respuesta para aumentar o disminuir su producción en respuesta a una señal de control de regulación.
5. *Synchronized Reserve* (Reserva sincronizada): capacidad de un recurso específico con el equipamiento apropiado en telecomunicaciones, control y capacidad de respuesta para aumentar la producción (o reducir el consumo) en respuesta a un evento de reserva sincronizada y/u operar en un punto distinto al del despacho económico (incluyendo el modo de condensador) para proporcionar 10 minutos de reserva.
6. *Non-Synchronized Reserve* (Reserva no sincronizada): Capacidad de un generador (de no emergencia) con el equipamiento apropiado en telecomunicaciones, control y capacidad de inyectar a la red, desde el estado fuera de línea, en respuesta a un evento de reserva no sincronizado para proporcionar una reserva de 10 minutos.
7. *Operating Reserve* (Reserva operativa): Los montos de capacidad de generación programada para estar disponibles en períodos específicos de un día de operación para asegurar el funcionamiento fiable del sistema.
8. *Reactive Services* (Servicios de reactivos): Las cantidades de generación modificados por PJM para mantener los niveles de confiabilidad en energía reactiva.
9. *Synchronous Condensing* (Condensador sincrónico): Las instrucciones a los generadores para que operen en modo de condensador sincrónico por razones que no sean el apoyo a reactivos o la reserva sincronizada, para asegurar el funcionamiento confiable del sistema.
10. *Emergency Energy* (Energía de emergencia): Energía comprada a otras Areas de Control o vendida a otras Áreas de Control por PJM debido a Emergencias ya sea dentro de PJM o dentro de las otras Áreas de Control.
11. *PJM Emergency Load Response* (Respuesta de la Demanda en Emergencia): El programa de respuesta de carga de emergencia es diseñado para proporcionar un método por el cual los clientes finales pueden ser compensados por PJM para reducir voluntariamente la carga durante un evento de emergencia⁶⁷.
12. *PJM Economic Load Response* (Respuesta de la Demanda por señales de precio): Programa diseñado para incentivar a los clientes finales o a los proveedores de

⁶⁷ La voluntariedad se refiere a la elección del tipo de participación que elige el *Demand Resource* para ser compensado en caso de una situación de emergencia. La prestación de ayuda en caso de emergencia es un requisito de un miembro del PJM y se puede optar a ser compensado sólo por energía, sólo por capacidad o ambos. [PJM Manuales 11, 13].

- servicios de recorte ("CSP") a mejorar la capacidad y la oportunidad de reducir el consumo cuando los precios marginales locales ("LMP") son altos.
13. *Metering Reconciliation* (Correcciones a la medición): Los errores de medición y sus correcciones son reconciliados al final de cada mes a través de un ajuste del cargo por este concepto.
 14. *Inadvertent Interchange* (Intercambio Inadvertido): Diferencias entre los flujos de energía real netos por hora y los programados hacia o desde el área de control del PJM.
 15. *Unscheduled Transmission Service* (Servicio de transmisión no programada): Servicio que los miembros de PJM pueden proporcionar a o recibir del ISO de Nueva York y que constituyen crédito o cobro según el Contrato de Operación.
 16. *Ramapo PAR Facilities* (Instalaciones Ramapo PAR): Cargos de transporte cobrados por PJM Mid-Atlantic Control que los propietarios de transmisión pagaron al ISO de Nueva York por los reguladores de ángulo de fase.
 17. *Financial Transmission Rights (FTR) Auction* (Subasta de derechos de transmisión financiera): los participantes en el mercado pueden comprar/vender FTRs participando en las subastas anuales y mensuales.
 18. *Auction Revenue Rights* (derechos de remuneración de las subastas): mecanismo por el cual se asignan los ingresos de las subastas de FTR.

Los servicios enumerados se aplican a los distintos participantes del mercado según se detalla en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2: Tipos de Servicios en PJM. Fuente PJM

	MARKET BUYERS	MARKET SELLERS	TRANSMISSION CUSTOMERS
<i>Spot Market Energy</i>	X	X	
<i>Regulation</i>	X	X	
<i>Operating Reserves</i>	X	X	
<i>Transmission Congestion</i>	X		X
<i>Transmission Losses</i>	X		X
<i>Emergency Energy</i>	X	X	
<i>Meter Reconciliation</i>	X	X	
<i>Unscheduled Transmission Service</i>	X	X	
<i>Capacity Credit Market</i>	X	X	
<i>Financial Transmission Rights</i>	X	X	X
<i>Auction Revenue Rights</i>	X	X	X

Sobre la base de estos servicios se estructuran los distintos mercados. Una vista general de éstos y el grado de involucramiento del operador en cada uno se ilustran en la Figura 5.4. Los mercados propiamente tales corresponden al mercado de energía, el de servicios complementarios y el de capacidad. Una descomposición del costo global en la forma de un monómico de energía a nivel mayorista para el 2018 se muestra en la Figura 5.5, donde se puede apreciar el tamaño relativo de cada mercado.

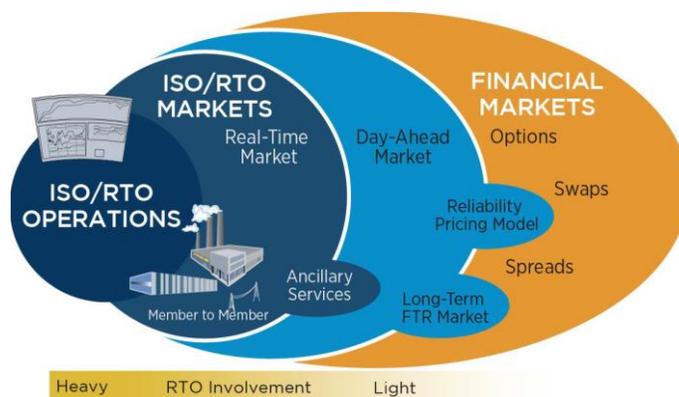


Figura 5.4: Diagrama de mercados en PJM y nivel de involucramiento del RTO. Fuente PJM.



Figura 5.5: Tamaño relativo de costos medios mayorista de PJM en 2018. Fuente PJM.

5.1.2.1 Mercado de Energía

El mercado de la energía se divide en los mercados del día anterior y de tiempo real. Ambos mercados cruzan ofertas de venta y compra de energía. En el caso de los generadores este mercado permite ofertar por unidad o grupos, en modalidad de costo o de curva de oferta.

En el caso de los consumos existe la modalidad de oferta inelástica o con curva de oferta de compra. Formalmente el mercado se divide en dos:

- *Day-Ahead Market* (Mercado del día anterior): corresponde a un mercado a futuro, conformando precios horarios, dado por el despeje de las ofertas, determinando transacciones financieras.
- *Real-Time Market* (Mercado en tiempo real): corresponde a los mercados intradiarios que van desde horas en adelanto hasta el tiempo real. Constituye formalmente un mercado spot y la valorización de las desviaciones respecto de lo programado en el mercado del día anterior se resuelven a los precios de la operación en tiempo real⁶⁸.

Otras características de la operación de este mercado son las siguientes:

- Se vinculan financieramente con las subastas de FTR, los contratos bilaterales (OTC) y futuros (derivados).
- Se relaciona con el mercado de capacidad en situaciones de emergencia.
- En semana anterior se efectúan: análisis de salida de unidades, pronósticos de demanda y confiabilidad.
- El día anterior, en paralelo al mercado, se determina el predespacho de unidades y los análisis necesarios de confiabilidad.
- Horas en adelanto hasta la operación real (minutos) se determinan análisis de confiabilidad de tiempo real que condicionan el mercado de servicios complementarios, se determinan los precios y despacho de unidades de tiempo real.
- El esquema de mercado de energía se basa en LMC (*Locational Marginal Price*) o uso de precios nodales con resolución temporal de 5 min y espacial de 10.000+ puntos.

5.1.2.2 Mercado de Servicios Complementarios

Principalmente corresponden a la porción de los servicios complementarios relacionados con el equilibrio de generación demanda como lo son los recursos de regulación y de reservas.

La regulación es un producto de confiabilidad que corrige las fluctuaciones a corto plazo e imprevistas del uso y suministro de electricidad que podrían afectar a la estabilidad del

⁶⁸ Los participantes pueden continuar con su oferta anterior o ajustarla durante el día, hasta una hora en adelanto.

sistema eléctrico. Los proveedores de regulación son recursos que tienen la capacidad de ajustar la producción o el consumo en respuesta a una señal automatizada.

Las reservas son recursos de generación que pueden entrar rápidamente en línea - o consumidores finales que pueden reducir el consumo - dentro de 10 o 30 minutos en caso de una pérdida inesperada de generación, entre otras contingencias.

Tabla 5.3: SSCC en PJM y mecanismo de remuneración.

Nombre SSCC	Descripción	Remuneración	Ref. Man
<i>Regulation</i>	La capacidad de un recurso específico con telecomunicaciones apropiadas, control y capacidad de respuesta para aumentar o disminuir su producción en respuesta a una señal de control.	Mercado	11, 28
<i>Synchronized Reserve</i>	La capacidad de un recurso específico con telecomunicaciones apropiadas, control y capacidad de respuesta para aumentar la producción (o reducir el consumo) en respuesta a un evento de reserva sincronizada y/o operar en un punto que se desvía del despacho económico (incluyendo el modo de condensador) para proporcionar una reserva de 10 minutos	Mercado	11, 28
Non-Synchronized Reserve	La capacidad de un recurso específico de generación de no emergencia con telecomunicaciones apropiadas, control y capacidad de respuesta para aumentar la producción de un estado fuera de línea en respuesta a un evento de reserva no sincronizado para proporcionar una reserva de 10 minutos	Mercado	11, 28
Energy Imbalance	Se proporciona cuando se produce una diferencia entre la entrega programada y real de energía a una carga. Este servicio se considera intercambio y por lo tanto se valoriza como energía del Mercado Spot utilizando precios marginales locales cada cinco minutos en tiempo real.	Mercado	11, 28
<i>Scheduling, System</i>	Administración, despacho y control de potencia a través de, desde, o dentro de PJM	Pago Directo	27

Nombre SSCC	Descripción	Remuneración	Ref. Man
<i>Control and Dispatch</i>			
Reactive Supply and Voltage Control from Generation Sources	Operación de las instalaciones de generación para producir energía reactiva y mantener los voltajes de transmisión dentro de límites aceptable	Pago Directo	27
Black Start Service	La capacidad de las unidades generadoras de arrancar sin un suministro eléctrico externo o la capacidad demostrada de una unidad generadora con un alto factor de funcionamiento de permanecer automáticamente en funcionamiento a niveles reducidos cuando se desconecta de la red.	Pago Directo	27

5.1.2.3 Mercado de Capacidad

El Mercado de capacidad, también conocido como RPM (*Reliability Pricing Model*) se centra en las necesidades de capacidad para suministrar la demanda de punta en el mediano plazo.

Cada año se llevan a cabo subastas competitivas de capacidad, entendiéndose esta última como el compromiso de aportar energía eléctrica o reducir demanda en situaciones de emergencia.

El diseño del mercado de capacidad proporciona un mecanismo asimilable a un mercado de futuros que evalúa la suficiencia y ofrece oportunidades para la generación, la respuesta a la demanda, la eficiencia energética, la demanda que responde a los precios y las soluciones de transmisión.

El objetivo del RPM es alinear los precios de la capacidad con los requisitos de suficiencia del sistema y proporcionar información transparente a todos los participantes del mercado con suficiente antelación para que puedan responder a la información. En el RPM, los elementos fundamentales para lograr esto son:

- Determinación de precios para reconocer y cuantificar el valor de localización de la capacidad.

- Mecanismo de requisitos para energías variables para ajustar el precio en función del nivel de recursos disponibles.
- Compromiso en adelanto de suministro para generación, recursos de demanda, recursos de eficiencia energética y actualizaciones de transmisión calificadas, despejado en una estructura de subastas múltiples
- Un mecanismo de respaldo de la fiabilidad para asegurar que se disponga de suficientes soluciones de generación, transmisión y respuesta a la demanda para preservar la suficiencia del sistema.

El RPM es una estructura de subastas múltiples diseñada para obtener compromisos de recursos para satisfacer la obligación de capacidad no forzada de la región a través de los siguientes mecanismos de mercado: una Subasta Residual de Base, Subastas Incrementales y un Mercado Bilateral. Del resultado de las subasta base y de los ajustes de las incrementales y bilaterales se determinan los cargos por confiabilidad local que deben pagar las LSE (*Load Service Entities*)

5.1.2.4 Sobre los FTR (*Financial Transmission Rights*)

Un Derecho de Transmisión Financiera (FTR) es un instrumento financiero que da derecho al titular a recibir una compensación por los Cargos por Congestión de la Transmisión que surgen cuando la red de transmisión alcanza su límite de transferencia, alterando el orden de mérito del despacho de las unidades generadoras. Cada FTR se define desde un punto de recepción (donde se inyecta la energía en la red PJM) hasta un punto de entrega (donde se retira la energía de la red PJM). Por cada hora de congestión en el sistema de transmisión entre los puntos de recepción y entrega especificados en la FTR, el titular de un FTR recibe una parte de los cargos por congestión de la transmisión, por desacople de precios, que se cobran indirectamente a los participantes del mercado como resultado del precios nodales.

Esencialmente, los FTR son instrumentos financieros que dan derecho al titular a reembolsar los cargos por congestión pagados por los Clientes Firmes del Servicio de Transmisión. Los participantes en el mercado pueden adquirir derechos financieros de transmisión en forma de opciones u obligaciones. No representan un derecho de entrega física de la energía.

5.2 PJM- Requerimientos

5.2.1 Política de gestión de riesgo de crédito “Attachment Q”

Todo agente, independientemente de su naturaleza, que aspire a ser miembro del sistema PJM y participar de los mercados debe suscribir un acuerdo denominado “Attachment Q” que establece condiciones, y requisitos mínimos relacionados con el manejo de crédito y gestión del riesgo de los participantes. Los siguientes puntos resumen algunas de sus estipulaciones:

- Evaluación de riesgo de cada agente: PJM construye un perfil de riesgo de cada miembro para lo cual éste debe proveer toda la información relevante necesaria. Esta evaluación usa, entre otros, los índices estándar calculados a empresas por agencias clasificadoras de riesgo como S&P Fitch. Con esta información se determina el nivel de crédito al que el agente puede acceder como resultado de la operación de los mercados.
- Debe enviar a PJM toda información que avale los recursos y experiencia de que dispone. El Participante tiene la obligación permanente de proporcionar información a PJM. PJM también llevará a cabo un proceso periódico de verificación del cumplimiento para revisar y verificar, según corresponda, las políticas, prácticas y procedimientos de gestión de riesgos de los participantes en cualquier mercado.
- El participante debe calificar en alguna de estas categorías:
 - Ser persona o entidad facultada en conformidad con el “Commodity Exchange Act” de Estados Unidos.
 - Ser empresa generadora, transmisora, distribuidora o que ofrezca servicios eléctricos necesarios para la operación confiable de los sistemas.
 - Cualquier entidad que provea una garantía corporativa ilimitada o una letra de crédito de al menos 5 millones-USD emitida a nombre de PJM.
- Todo participante debe suscribir y demostrar cumplimiento del estándar de capitalización mínimo. De no cumplirlo puede aspirar a medios colaterales como depósitos en efectivo, letras de crédito o garantías corporativas.
- Cada participante tiene un requerimiento de crédito asociado a su actividad máxima de mercado calculada por PJM. Este requerimiento debe respaldarse apropiadamente.

5.2.2 Curtailment Service Provider

A continuación, se describe los requerimientos para la operación de *Curtailment Service Provider* que se ha descrito para el sistema PJM. En primer lugar, debe cumplir los requisitos básicos para ser miembro del PJM ⁶⁹:

- Subir la solicitud de membresía, documentación de respaldo y cuotas de membresía.
- Participar en los costos de las operaciones del PJM.
- Cumplir con las órdenes necesarias para hacer frente a condiciones de emergencia en la red.
- Planificar y operar sus instalaciones en cooperación con otros miembros del PJM para asegurar fiabilidad.

Además, los CSP deben cumplir acuerdos adicionales específicos que se detallan en el *Reliability Assurance Agreement*⁷⁰, los siguientes requerimientos, entre otros:

- Un punto de contacto con el apropiado respaldo para asegurar recibir una única llamada de notificación del PJM y ejecución oportuna del proceso de notificación.
- Informes de estado suplementario, detallando los recursos de demanda disponibles, de acuerdo con lo solicitado por el PJM.
- Ingreso de información para el registro de recursos de demanda específica del cliente, para fines de planificación y verificación, en el sistema electrónico del PJM designado para ello.
- Información de verificación y cumplimiento específico de cada cliente, para cada evento o prueba de manejo de la carga, así como datos agregados de la disminución de demanda del proveedor, para eventos iniciados por el proveedor, de acuerdo con las pautas de informes establecidas.
- Disminución de carga estimada para todos los eventos de manejo de la carga y eventos de prueba, preparado de acuerdo con los Manuales de PJM.

Los *Curtailment Service Providers* (CSPs)⁷¹ deben registrar los recursos de demanda que eligen participar en los mercados del PJM de: Energía, Capacidad, Reserva en Giro, *Day-Ahead Scheduling Reserve* y *Regulation*, de acuerdo a los requerimientos escritos a

⁶⁹ PJM Manual 33: Administrative Services for the PJM Interconnection Operating Agreement Section 2: Qualifications for PJM Membership, 2.1.2 PJM Full Member/Applicant Requirements

⁷⁰ Reliability Assurance Agreement Schedule 6: Procedures for Demand Resources and Energy Efficiency

⁷¹ PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Section 10: Overview of the Demand Resource Participation, 10.2 Demand Resource Registration Requirements.

continuación. Un CSP requiere tener un acuerdo efectivo con un cliente para registrar una participación. Los tipos de registros son:

- Economic (Energy, SR, DAsR, Reg) – Un registro que permite la participación en el(los) mercado(s) de energía y SSCC si se certifica y se aprueba por el PJM.
- Economic (Energy Only) – Un registro que solo permite la participación en el mercado de energía.
- Economic Regulation Only – Un registro que solo permite la participación en el mercado de regulación.
- Emergency Capacity Only – Un registro que solo permite la participación en el mercado de capacidad como un recurso de capacidad del RPM o del FRR. Si el registrado se despacha por condiciones de emergencia, el recurso no recibe un pago por energía.
- Pre-Emergency Capacity Only – Un registro que solo permite la participación en el mercado de capacidad como un recurso de capacidad del RPM o del FRR. Si el registrado se despacha por condiciones de pre-emergencia, el recurso no recibe un pago por energía.
- Emergency Full (Capacity and Energy) – igual que el registro Emergency Capacity Only pero recibe compensación de energía de emergencia cuando se despacha en condiciones de emergencia.
- Pre-Emergency Full (Capacity and Energy) – igual que el registro Emergency Capacity Only pero recibe compensación de energía de emergencia cuando se despacha en condiciones de pre-emergencia y emergencia.

Los CSP deben mantener la precisión de la información que registran y proveen al PJM para cada recurso de la demanda, y cada vez que los CSP registran la ubicación o extienden sus registros, los CSP deberán revisar toda la información para asegurar que es razonablemente preciso y deberán actualizarlo en caso de ser necesario. Periódicamente, PJM puede pedir información de soporte al CSP para verificar que la información entregada por el CSP es razonablemente precisa.

Para registrar recursos de demanda, la siguiente información deberá ser entregada:

- Segmento empresarial – El CSP deberá clasificar las ubicaciones de acuerdo al propósito primario o uso empresarial de la ubicación.
- Output máximo – Los CSP deberán entregar la mejor estimación de la demanda máxima.
- Método de reducción de la carga y la capacidad asociada – Los CSP proporcionará para cada locación el método de reducción de carga y asociada capacidad de reducción de carga en [kW]. El método de reducción se refiere al tipo de

equipamiento eléctrico: aire acondicionado, iluminación, refrigeración, fabricación, calentadores de agua, baterías, “plug load” (otros artefactos eléctricos: computadores, pantallas, etc.) y medios de generación. El CSP proporcionará la capacidad de reducción de carga en [kW] por cada método en una hora (en el medidor de retail) que será proporcionado durante una emergencia en el sistema.

5.3 Inserción de la demanda en mercado de energía

5.3.1 Descripción general y funcionamiento de mercado mayorista

En el mercado mayorista del sistema PJM (*Wholesale Market*) participan generadores y compradores de energía, en el cual los generadores venden la energía producida, y estos compradores se encargan de “revenderla” a usuarios finales (“resellers” or “supply” entities como se les conoce en inglés, ver figura siguiente)⁷². Los “revendedores” de energía pueden ser las empresas de distribución y comercializadores. El precio de la electricidad entre generadores y compradores se establece a partir de contratos bilaterales o partir del “clearing price” del *Day Ahead Market* y el *Real Time Market*.

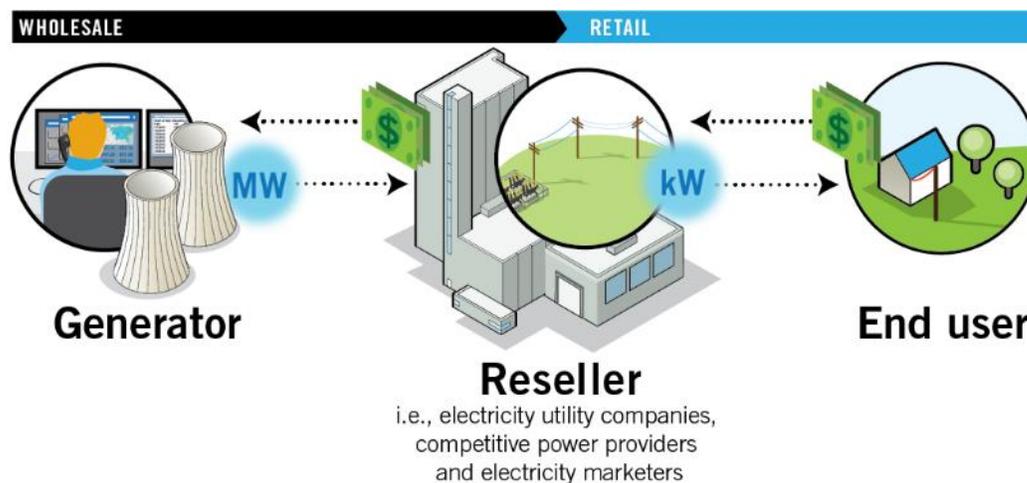


Figura 5.6: Funcionamiento del mercado mayorista y su relación con la comercialización de energía a usuarios finales. Fuente: PJM.

⁷² También es posible encontrar dentro de las definiciones del sistema PJM la figura del Load Serving Entity (LSE), quien es la entidad encargada de vender la energía a usuarios finales. Dentro de esta definición se incluye a los agregadores y a los comercializadores. Más adelante este concepto se utiliza para explicar el funcionamiento del mercado de la energía, servicios complementarios y mercado de capacidad.

La posibilidad de elegir comercializador en el mercado minorista está disponible solo en algunos de los estados que pertenecen a PJM. La siguiente tabla resume esta condición. Actualmente la mayoría de los estados permiten tanto a clientes residenciales como a no residenciales (industria, comercio, etc.) comprar energía desde comercializadores.

Tabla 5.4: Estados de PJM donde es posible elegir comercializador. Fuente: Amercian Coalition of Competitive energy suppliers⁷³.

Estados	Posibilidad de elegir comercializador
Delaware, Illinois, Maryland, Michigan, New Jersey, Ohio, Pennsylvania, Virginia (Solo para clientes no residenciales), District of Columbia	Sí.
Indiana, Kentucky, North Carolina, Tennessee, West Virginia	No.

En varios estados no es necesario elegir un comercializador. El suministro eléctrico puede ser entregado por la misma distribuidora de electricidad. Si el cliente no elige un comercializador por su propia cuenta, se le asignará un comercializador por defecto. Actualmente menos de la mitad de todos los clientes residenciales ha optado por acceder a tarifas eléctricas ofrecidas por empresas comercializadoras. Por lo tanto, los clientes residenciales siguen siendo atendidos predominantemente por la empresa de distribuidora. La siguiente figura muestra el porcentaje de cliente que han optado a tarifas ofrecidas por comercializadores.

⁷³ <http://competitiveenergy.org/>

Electricity residential retail choice participation has declined since 2014 peak

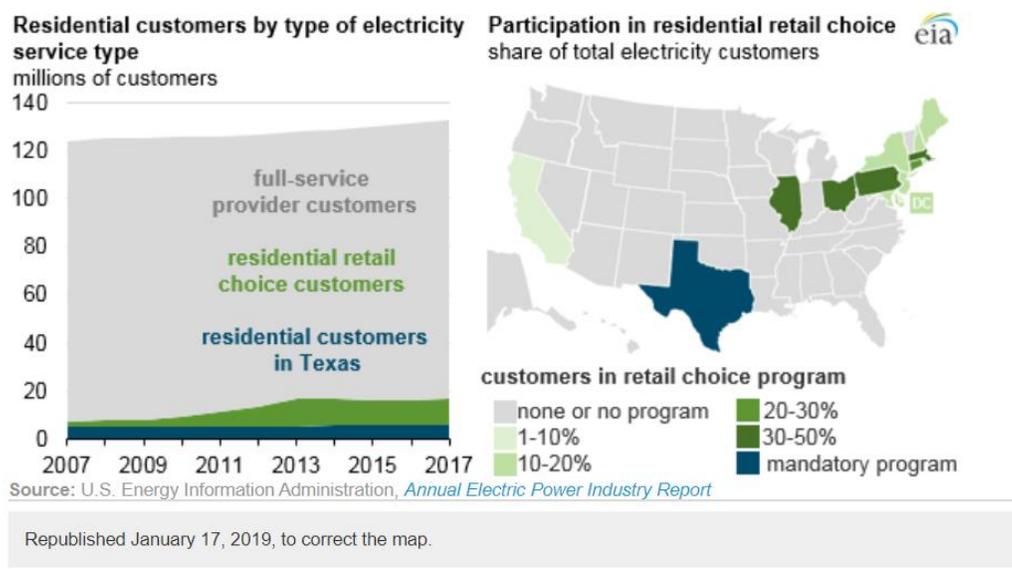


Figura 5.7: Porcentaje de clientes que acceden a suministro eléctrico a través de comercializadores.

Es importante mencionar que los requerimientos específicos para la operación del comercializador dependen cada estado. A continuación, se presenta un análisis específico del estado de Illinois, el cual tiene una población actual de 12,7 millones de habitantes, siendo el segundo estado de mayor población el sistema PJM.

5.3.2 Competitividad de mercado, niveles de participación y concentración⁷⁴

Las empresas distribuidoras del estado de Illinois son *Commonwealth Edison (ComEd)* y *Ameren Illinois*. El territorio asociado a ComEd pertenece al sistema PJM. La venta de energía a cliente final la realizan las empresas de distribución y los proveedores alternativos de electricidad denominados *Alternative Retail Electric Supplier (ARES)*⁷⁵ (o comercializadores de energía para efectos prácticos de este estudio). Ambos tipos de instituciones se encuentran supervisados por la Comisión de Comercio de Illinois (ICC por

⁷⁴ <https://www.utilitydive.com/news/alternative-retail-electric-suppliers-a-surge-in-consumer-protection-stand/540045/>

⁷⁵ <https://www.directenergy.com/learning-center/illinois-players-electricity-market>

sus siglas en inglés), que es un tribunal cuasijudicial que regula los servicios públicos en el estado de Illinois. Los ARES son cualquier compañía eléctrica certificada por la ICC para vender o arrendar energía a clientes residenciales y/o no residenciales. Todos los ARES compiten entre sí para vender energía a precios competitivos y ofrecer servicios varios. El territorio eléctrico se encuentra separado según lo indicado en la siguiente figura.

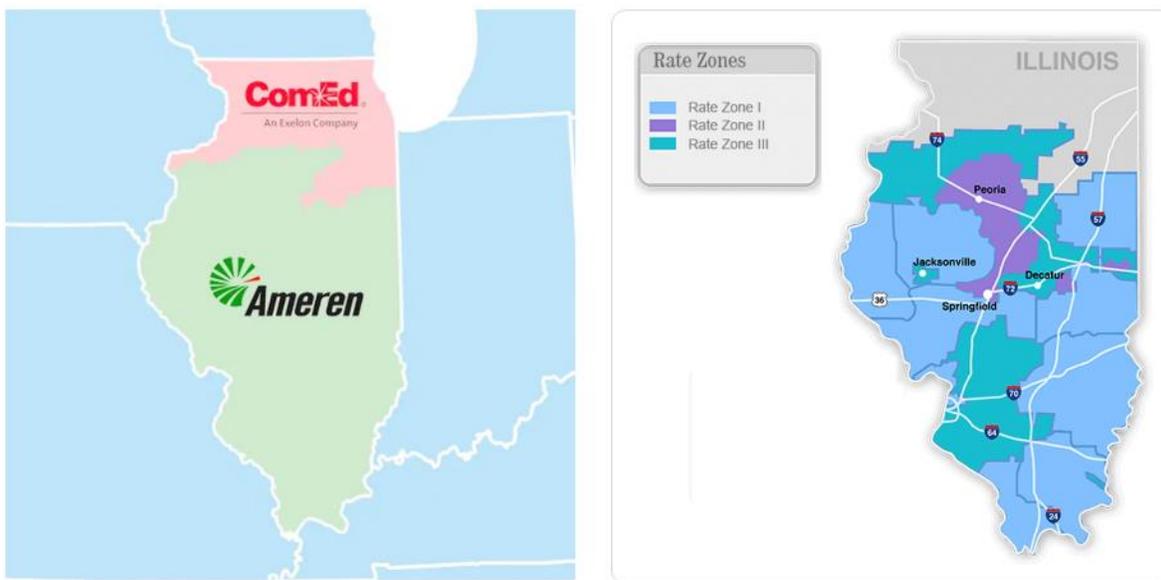


Figura 5.8: Distribución territorial de empresas de distribución.

Al año 2020, existen 103 ARES certificados que entregan energía a 226.622 clientes no residenciales y a 1,67 millones de clientes residenciales, ambos equivalentes a un 37% de clientes totales y correspondientes a un 62% de la energía total en el mercado. En comparación al año 2019, se observa una disminución de 5% en el número de clientes totales y una disminución en un 12,7% en la cantidad de energía suministrada por los ARES a los clientes en el mercado⁷⁶. La siguiente tabla muestra el número de ARES según tipo de licencia otorgada (ver más adelante “Tipos de licencia otorgadas”).

Tabla 5.5: Nº de ARES certificados desde el año 2016 hasta el 2020. Fuente: 2020 Annual Report, ICC.

Nº de ARES según tipo de licencia	2016	2017	2018	2019	2020
-----------------------------------	------	------	------	------	------

76

<https://www.ilga.gov/reports/ReportsSubmitted/2077RSGAEmail3403RSGAAttach2020%20ORMD%20Section%202020-110%20Report.pdf>

Subparte B	2	2	2	1	1
Subparte C	2	2	2	11	11
Subparte D	67	89	85	84	79
Subparte E	10	10	14	12	12
Total	89	98	103	108	103

Por otra parte, en la siguiente tabla se muestra la cantidad de ARES registradas ubicados en las áreas de concesión de las distribuidoras. Ameren abarca gran parte del territorio, sin embargo, Ameren posee menos ARES que ComEd.

Tabla 5.6: ARES activas según territorio. Fuente: 2020 Annual Report, ICC.

Territorio	2016	2017	2018	2019	2020
Comed	59	66	73	90	91
Ameren	36	32	37	39	41

La siguiente tabla muestra la participación de mercado de las ARES con respecto al total de suministro eléctrico. En el área de concesión de Comed, las ARES abastecen el 65% de la energía de los clientes no residencial y un 32% de la demanda de clientes residenciales. En el caso de Ameren estas cifras aumentan a 89% para clientes no residenciales y 57% para clientes residenciales.

Tabla 5.7: Participación de las ARES con respecto al suministro eléctrico total.

Área	Tipo de cliente	Participación de mercado
Comed	No residencial	65%
	Residencial	32%
Ameren	No residencial	89%
	Residencial	57%

El Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH) es un indicador que permite medir la competencia entre firmas en un mercado definido, donde un IHH igual a 0 corresponde a un mercado perfectamente competitivo y un IHH igual a 10.000 corresponde a un monopolio. En la siguiente tabla se observa el IHH de los ARES según territorio, donde una disminución en el IHH indica que el mercado se está volviendo más competitivo.

Tabla 5.8: Resumen de competitividad de mercado según territorio. Fuente: 2020 Annual Report, ICC.

Área de distribución	Tipo de cliente	IHH		Nivel de competencia
		2019	2020	
ComEd	No residencial	1.519	1.893	Concentración moderada

	Residencial	921	881	Competitivo
Ameren RZ I ⁷⁷	No residencial	2.200	2.087	Concentración moderada
	Residencial	3.797	3.968	Concentración alta
Ameren RZ II	No residencial	1.487	1.398	Competitivo
	Residencial	4.726	5.087	Concentración alta
Ameren RZ III	No residencial	1.426	1.527	Concentración moderada
	Residencial	3.120	3.325	Concentración alta

La variabilidad del número de comercializadores activos daría cuenta de los riesgos a los cuales se enfrenten los comercializadores de energía. La no existencia de restricciones en el cambio de comercializador, la competencia con las distribuidoras por la venta de energía, da cuenta de la variabilidad de los ingresos que podrían percibir estos agentes. Para mitigar el riesgo de tener una fluctuación importante de clientes mes a mes, en algunos casos se han establecidos mecanismos de fidelización de clientes. Algunos ARES tienen un sistema de puntos para poder canjear diferentes productos, logrando así mantener a sus clientes. Otro riesgo importante corresponde a las fluctuaciones del precio de la energía adquirida en el mercado mayorista y la tarifa ofrecida a los distintos clientes, afectando los márgenes de comercialización por las ventas de energía.

Las empresas distribuidoras transfieren el precio de compra de la energía en el mercado mayorista a sus clientes finales (clientes que no son suministrados por las ARES) a través de los procesos de licitación organizados por Agencia de Energía de Illinois (Illinois Power Agency o IPA). Esta agencia se encarga organizar anualmente procesos de licitación para la compra de energía para los clientes de las distribuidoras. Asimismo, se encarga de establecer los mecanismos de suministro de energía renovable. Por ejemplo, en el plan de adquisición de energía del año 2019, se aseguró el suministro para el 100% de la energía del periodo del año 2019, el 50% para el periodo 2020 y 25% para el periodo 2021⁷⁸. El “Price-to-Compare (PTC)” corresponde al precio de venta de la electricidad más los cargos por transmisión⁷⁹. Mensualmente se calcula “Purchased Electricity Adjustment (PEA)” el cual corresponde a un crédito o cargo cuando los ingresos recibidos por las ventas de energía de la distribuidora difieren del costo de compra de la energía en el mercado mayorista. El PEA tiene un valor máximo de 5 US\$/MWh. De esta forma, se garantiza que la empresa distribuidora no obtenga un margen de ganancia por concepto de ventas de energía. El PTC y el PEA son usados como referencia para comparar las tarifas ofrecidas por los ARES a sus clientes finales (ver sección Monitoreo de Mercado).

⁷⁷ I, II y III se refiere a los distintos subsistemas eléctricos de Ameren.

⁷⁸

[https://www.ilga.gov/reports/ReportsSubmitted/828RSGAEmail1762RSGAAttachAnnual%20Report%20Illinois%20Power%20Agency%20FY%202019%20\(18%20Feb%202020\).pdf](https://www.ilga.gov/reports/ReportsSubmitted/828RSGAEmail1762RSGAAttachAnnual%20Report%20Illinois%20Power%20Agency%20FY%202019%20(18%20Feb%202020).pdf)

⁷⁹ <https://www.pluginillinois.org/fixedrate.aspx>

5.3.3 Barreras de entrada de nuevos competidores

De acuerdo a la información preliminar analizada, las barreras de entrada para nuevos competidores serían bajas ya que basta con tener una licencia en el estado de Illinois y tener los recursos suficientes para pagar la licencia según el área de distribución (ver “Tipos de licencia otorgadas”). No obstante, el hecho de que exista una concentración moderada u alta en algunos segmentos daría cuenta de ciertas barreras que podrían estar enfrentando los comercializadores.

5.3.4 Tipos de licencias otorgadas

Para el estado de Illinois, se tienen 4 tipos de licencias dependiendo del tipo de cliente, siendo éstas⁸⁰:

- **Subparte B:** Clientes no residenciales con una demanda máxima mayor a 1[MW].
- **Subparte C:** Clientes no residenciales con un consumo eléctrico anual mayor a 15.000 [kWh].
- **Subparte D:** Todo tipo de clientes, incluidos los residenciales.
- **Subparte E:** Cliente que gestiona él mismo su suministro eléctrico o a clientes afiliados del solicitante.

5.3.5 Garantías exigidas para su participación

Los ARES pueden aplicar a una de las cuatro áreas de distribución descritas en “Tipos de licencias otorgadas” (Subpartes B, C, D ó E). Para poder operar, necesitan una licencia o fianza emitida por una compañía de seguros autorizada para ejercer negocios en el Estado de Illinois. El monto de la fianza será igual a US\$30.000 si el solicitante busca atender según la subparte B, US\$150.000 si el solicitante busca atender según la subparte C, o US\$300.000 si el solicitante busca atender a la subparte D⁸¹.

Todos los postulantes, a excepción de las cooperativas y los sistemas municipales, deben certificar que cumplirán con todas las leyes, procedimientos, tarifas para el uso, operación, mantenimiento, seguridad, integridad y confiabilidad del sistema eléctrico interconectado y acordarán presentar horarios de transmisión y energía de acuerdo a las tarifas aplicables. Para verificar lo anterior, los postulantes deben presentar ante la ICC una solicitud verificada que contenga información que demuestre que cumple los requisitos. La solicitud presentada debe identificar las áreas donde pretende ofrecer servicio y los servicios que

⁸⁰ <https://www.ilga.gov/commission/jcar/admincode/083/08300451sections.html>

⁸¹ <https://www.ilga.gov/commission/jcar/admincode/083/083004510A00500R.html>

pretende ofrecer. Si la ICC concluye que la información otorgada es acorde a las garantías exigidas, se les otorga el permiso, en caso contrario, se deniega ⁸².

Además, deben certificar que cumplirán con los requisitos de información y presentación de informes que la ICC puede establecer por regla, y proporcionar datos relacionados con los contratos para la compra y venta de energía eléctrica. Por otra parte, cierto porcentaje de la energía entregada debe ser adquirida de fuentes renovables de energía (16% para el año 2020⁸³), o deben certificar que operan una planta de cogeneración en Illinois o tengan una filial corporativa que lo haga. La adquisición de energía renovable se representa a través de los *Renewable Energy Certificates* (RECs), productos de energía no tangibles que representan una prueba de que 1 [MWh] fue generado por una fuente de energía renovable ⁸⁴.

Finalmente, deben certificar que obtendrán energía de instalaciones de “carbón limpio” ⁸⁵, es decir, instalaciones que capturen emisiones de carbono producidas por la quema de carbón y las almacenen bajo tierra. Lo anterior se certifica anualmente, donde cada ARES debe presentar un reporte a la ICC que muestre que se está cumpliendo con los requerimientos de energía renovable. En caso de no poder suministrar el mínimo requerido, pueden pagar un *Alternative Compliance Payment* (ACP); correspondiente a la tasa de pago de cumplimiento alternativo fijado por la ICC para cada empresa de distribución según territorio, multiplicada por la cantidad de energía medida entregada a los clientes minoristas, multiplicado por el resultado de uno menos las proporciones de la cantidad de recursos de energía renovable utilizados por el ARES para cumplir con los requisitos de energía renovable (Ecuación 1)⁸⁶.

$$\text{Pago} = \text{Tasa}_{ACP} * \text{Energía medida} * \left(1 - \frac{\text{Energía renovable suministrada}}{\text{Energía renovable comprometida}}\right)$$

Ecuación 1: Pago de ACP.

Con respecto a las calificaciones financieras, todos los solicitantes deben cumplir cualquiera de los siguientes criterios:

1. Cumplir con los siguientes estándares según agencias de calificación de riesgos: A-2 o superior de *Standard & Poor's* o su sucesor, P-2 o superior de *Moody's Investors*

⁸² <https://www.ilga.gov/legislation/ilcs/fulltext.asp?DocName=022000050K16-115> Sec. 16-115 (b) y (d).

⁸³ <https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/584>

⁸⁴ <https://www.epa.gov/greenpower/renewable-energy-certificates-recs>

⁸⁵ <https://www.ilga.gov/commission/jcar/admincode/083/083004510A00200R.html>

⁸⁶ <https://www.ilga.gov/legislation/ilcs/fulltext.asp?DocName=022000050K16-115D> 16-115D (d) (3)

Service o su sucesor, F-2 o superior de *Fitch Ratings* o su sucesor; o al menos una de las siguientes calificación de riesgo a largo plazo: BBB o superior de *Standard & Poor's* o su sucesor, Baa3 o superior de *Moody's Investors Service* o su sucesor, o BBB o superior de *Fitch Ratings*⁸⁷.

2. Mantener una o más líneas de crédito con una o más RTO (*Regional Transmission Organizations*⁸⁸) y/o proveedores mayoristas no afiliados para la entrega de energía eléctrica en los territorios de servicio donde el ARES esté solicitando un certificado. La cantidad mínima de crédito disponible para el ARES solicitante dependerá de la subparte a la que esté aplicando (ver siguiente tabla).

Tabla 5.9: Monto mínimo de línea de crédito según subparte aplicada.

Subparte	Monto mínimo de crédito (Máximo de ambos montos)
B	US\$500.000 o el 5% de la cantidad de ingresos del año fiscal reciente del solicitante ⁸⁹ .
C	US\$750.000 o el 7,5% de la cantidad de ingresos del año fiscal reciente del solicitante ⁹⁰ .
D	US\$1.000.000 o el 10% de la cantidad de ingresos del año fiscal reciente del solicitante ⁹¹ .
E	N/A ⁹² .

3. Demostrar y certificar que es miembro de una o más RTO y compra el 100% de su energía eléctrica de las RTO para entregar en los territorios de servicio.
4. Mantener una garantía incondicional, fianza de pago o carta de crédito que será pagadera a sus clientes en caso de incumplimiento de las obligaciones contractuales de suministrar energía eléctrica a sus clientes.

Si un solicitante no cumple o no califica para la certificación según los criterios anteriores, debe describir sus recursos financieros y explicar por qué esos recursos son suficientes para

⁸⁷ <https://www.ilga.gov/commission/jcar/admincode/083/083004510D03200R.html>

⁸⁸ Operador del sistema de transmisión eléctrica que coordina, controla y monitorea una red eléctrica de varios estados. En el caso de Illinois se encuentra el PJM y MISO.

⁸⁹ <https://www.ilga.gov/commission/jcar/admincode/083/083004510B01100R.html>

⁹⁰ <https://www.ilga.gov/commission/jcar/admincode/083/083004510C02200R.html>

⁹¹ <https://www.ilga.gov/commission/jcar/admincode/083/083004510D03200R.html>

⁹² No aparecen garantías económicas para esta subparte (<https://www.ilga.gov/commission/jcar/admincode/083/08300451sections.html>).

los bienes y servicios que busca proporcionar. Si estos recursos no son suficientes, la ICC denegará la concesión de permiso.

Una vez operando como ARES, si ésta participa del PJM y no cumple alguno de los requisitos mencionados arriba, debe notificar inmediatamente al PJM y dejar de realizar transacciones en el mercado. Por otra parte, el PJM puede rescindir los derechos de transacción en cualquier momento si da cuenta de que no se cumple con los requisitos expuestos⁹³.

5.3.6 Productos que puede ofrecer o adquirir en el mercado

Por defecto, el producto básico ofrecido corresponde a la venta de energía eléctrica que fue adquirida en el mercado mayorista. Algunos ofrecen gas natural pero para ello deben adquirir licencia de *Alternative Gas Supplier (AGS)*⁹⁴. Otros ARES ofrecen diversos productos inteligentes como LEDs y cámaras⁹⁵, así como también regalos por fidelidad de cliente⁹⁶.

Los tipos de contrato ofrecidos dependen de la duración de éste, del origen de la energía suministrada y del tipo de tarifa. Con respecto a la duración, suelen ser de 12 ó 24 meses si es de tarifa fija; si es tarifa variable el contrato es mensual y el cobro puede cambiar mes a mes. También existen contratos que cobran un monto fijo mensual sin importar el consumo, el cobro se calcula según el consumo histórico anual del cliente. En la siguiente figura muestran planes de dos empresas diferentes de Illinois. Solo ComEd⁹⁷ y Ameren ofrecen precios variables por hora, los precios son publicados un día antes para que sus clientes tengan conocimientos de éstos y puedan planificar su consumo diario.

Las condiciones de los contratos se encuentran regulados por la Illinois Commerce Commission (ICC) en el título 83 (Public Utilities) del “Assembly Illinois Administrative Code”. Por ejemplo, en la sección “Minimum Contract Terms and Conditions” se menciona la posibilidad de establecer contratos de tarifa fija y variable. En la Public Act 101-0590 or the HEAT se establecieron algunas condiciones adicionales a las ARES. En sentido, se exige que las ARES presenten a la ICC las tarifas cobradas a los clientes residenciales en el año anterior, indicar si la tarifa era una tarifa fija o variable, la base de la tarifa variable, y cualquier tarifa cobrada además de la tarifa de suministro, incluidas las tarifas mensuales, tarifas fijas u otros cargos por servicio. Las tarifas deben ser informadas en la página web de cada ARES⁹⁸. Por tal motivo, es posible encontrar en la página web de las ARES

⁹³ OATT – Attachment Q. Sección III. B.

⁹⁴ <https://www.icc.illinois.gov/authority/alternative-gas-suppliers>

⁹⁵ <https://www.atlanticenergyco.com/product>

⁹⁶ <https://www.clearviewenergy.com/rewards>

⁹⁷ Precios en tiempo real para ComEd. <https://hourlypricing.comed.com/live-prices/>

⁹⁸ <https://www.ilga.gov/legislation/ilcs/fulltext.asp?DocName=022000050K16-115A>

información detallada de los tipos y valores de las tarifas ofrecidas como las que se muestran en la figura del ejemplo.

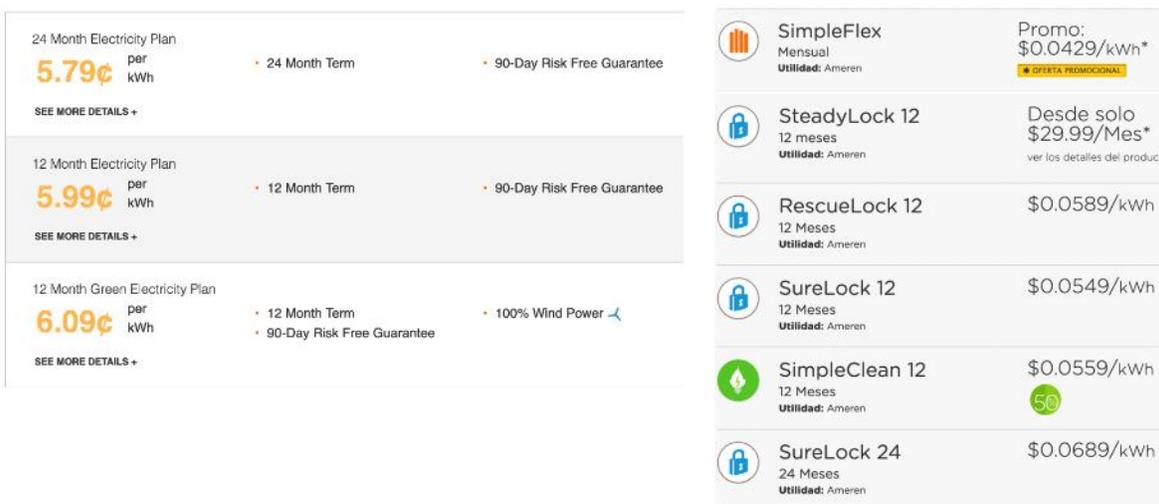


Figura 5.9: Ejemplos de planes en la ciudad de LaSalle. Fuente: Constellation (Izquierda), XOOM Energy (Derecha).

5.3.7 Restricciones de propiedad entre empresas y segmentos del mercado

Un análisis preliminar para analizar las restricciones de propiedad entre empresas participantes en distintos segmentos del mercado, se hizo a partir del registro de empresas de la ICC⁹⁹. De esta revisión se puede inferir que las compañías no tienen autorización para más de un segmento de mercado. Sin embargo, existen compañías como Exelon que tienen filiales en diversos segmentos del mercado, en este caso particular, tienen a *Constellation* como ARES, Exelon Generation en el sector de generación y ComEd en el sector de distribución¹⁰⁰. De lo anterior se desprende que existe una separación de propiedad ya que las empresas están disgregadas legalmente, con gestión y operación separadas.

⁹⁹ <https://www.icc.illinois.gov/utility/default.aspx?ats=24>

¹⁰⁰ <https://www.exeloncorp.com/companies>

5.4 Inserción de la demanda en mercado de SSCC

5.4.1 Participación del comercializador en mercados SSCC

En el sistema PJM se identifican dos principales servicios complementarios asociados al control de frecuencia. El primero de ellos se denomina servicio de “regulación” (*regulation* de acuerdo al concepto usado por PJM) el cual tiene como objetivo mantener el balance instantáneo generación-demanda en una ventana corta de duración, mediante señales que son automáticamente enviadas a los recursos de generación y demanda que pueden contribuir a este servicio. Los servicios de regulación pueden ser provistos por generadores, sistema de almacenamiento y a través de mecanismos de respuesta de la demanda (*demand respond* o DR¹⁰¹). El otro servicio asociado corresponde a los recursos que pueden aportar generadores que no se encuentran inyectando a la red pero que pueden entrar en operación en un periodo de tiempo menor a 30 minutos. A este servicio se le denomina “reserva” (*reserve* de acuerdo al concepto usado por PJM). Dentro de esta categoría se puede distinguir la reserva primaria, la reserva sincronizada, la reserva de partida rápida y la reserva suplementaria. La reserva primaria la pueden aportar generadores que se encuentran sincronizados (pero no inyectando) o desconectados, que pueden operar en 10 minutos. La reserva sincronizada la puedan aportar generadores que se encuentran sincronizados a la red en un periodo de 10 minutos. La reserva de respuesta rápida la pueden aportar los generadores desconectados pero que pueden inyectar a la red en 10 minutos. Finalmente, la reserva suplementaria la puedan aportar generadores que se encuentran sincronizados y pueden inyectar a la red en un periodo que varía entre 10 a 30 minutos. Los servicios de respuesta de la demanda también puedan participar de cada uno de estos sub tipos de reservas.

De acuerdo a la descripción anterior, los agentes que pueden participar de los servicios complementarios corresponden a generadores y mecanismo de respuesta de demanda. Por tanto, los comercializadores tienen participación en este mercado a través del agente *Curtailment Service Provider* que se describe a continuación.

La entidad encargada de proveer el servicio de respuesta de la demanda se denomina *Curtailment Service Provider* (CSP)¹⁰². El CSP identifica oportunidades de respuesta a la demanda para los clientes finales e implementa los equipos, procesos operativos y/o sistemas necesarios para permitir la respuesta a la demanda tanto en las instalaciones del cliente como directamente en el mercado mayorista apropiado. Esto requiere que el CSP cuente con una infraestructura operativa adecuada y una comprensión completa de todas

¹⁰¹ <https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/ancillary-services-market/regulation-market.aspx>

¹⁰² <https://www.pjm.com/markets-and-operations/demand-response/csps.aspx>

las reglas y procedimientos operativos del mercado mayorista. Los CSP agregan la demanda de sus clientes, registran esta demanda con el operador del sistema PJM, registran las verificaciones de reducción de demanda para los pagos correspondientes y reciben los pagos propiamente tal por participar en el mercado mayorista. Luego, el CSP distribuye esos ingresos o beneficios a sus clientes de acuerdo a los contratos suscritos con ellos.

Cada vez que ocurre un evento de respuesta a la demanda, el PJM compensa a los CSP por sus reducciones de carga y éstos, a su vez, compensan a sus clientes que están contratados con capacidad de reducir su carga ¹⁰³.

Los CSP caen dentro de la categoría de “agregadores” y no están obligadas a ser “*Load Service Entities*”, empresa distribuidora o cliente final, pero sí deben ser miembros del sistema PJM, para lo cual deben cumplir con los requerimientos correspondientes. A continuación se detallan los requerimientos para participar como CSP.

5.4.2 Requerimientos Curtailment Service Provider

A continuación, se describe los requerimientos para la operación de *Curtailment Service Provider* que se ha descrito para el sistema PJM. En primer lugar, debe cumplir los requisitos básicos para ser miembro del PJM ¹⁰⁴:

- Subir la solicitud de membresía, documentación de respaldo y cuotas de membresía.
- Participar en los costos de las operaciones del PJM.
- Cumplir con las órdenes necesarias para hacer frente a condiciones de emergencia en la red.
- Planificar y operar sus instalaciones en cooperación con otros miembros del PJM para asegurar fiabilidad.

Además, los CSP deben cumplir acuerdos adicionales específicos que se detallan en el *Reliability Assurance Agreement*¹⁰⁵, los siguientes requerimientos, entre otros:

- Un punto de contacto con el apropiado respaldo para asegurar recibir una única llamada de notificación del PJM y ejecución oportuna del proceso de notificación.
- Informes de estado suplementario, detallando los recursos de demanda disponibles, de acuerdo con lo solicitado por el PJM.

¹⁰³ PJM State of the Market -2020. Section 6, pág. 311.

¹⁰⁴ PJM Manual 33: Administrative Services for the PJM Interconnection Operating Agreement Section 2: Qualifications for PJM Membership, 2.1.2 PJM Full Member/Applicant Requirements

¹⁰⁵ Reliability Assurance Agreement Schedule 6: Procedures for Demand Resources and Energy Efficiency

- Ingreso de información para el registro de recursos de demanda específica del cliente, para fines de planificación y verificación, en el sistema electrónico del PJM designado para ello.
- Información de verificación y cumplimiento específico de cada cliente, para cada evento o prueba de manejo de la carga, así como datos agregados de la disminución de demanda del proveedor, para eventos iniciados por el proveedor, de acuerdo con las pautas de informes establecidas.
- Disminución de carga estimada para todos los eventos de manejo de la carga y eventos de prueba, preparado de acuerdo con los Manuales de PJM.

Los *Curtailment Service Providers (CSPs)*¹⁰⁶ deben registrar los recursos de demanda que eligen participar en los mercados del PJM de: Energía, Capacidad, Reserva en Giro, Day-Ahead Scheduling Reserve y Regulación, de acuerdo a los requerimientos escritos a continuación. Un CSP requiere tener un acuerdo efectivo con un cliente para registrar una locación. Los tipos de registros son:

- Economic (Energy, SR, DADR, Reg) – Un registro que permite la participación en el(los) mercado(s) de energía y SSCC si se certifica y se aprueba por el PJM.
- Economic (Energy Only) – Un registro que solo permite la participación en el mercado de energía.
- Economic Regulation Only – Un registro que solo permite la participación en el mercado de regulación.
- Emergency Capacity Only – Un registro que solo permite la participación en el mercado de capacidad como un recurso de capacidad del RPM o del FRR. Si el registrado se despacha por condiciones de emergencia, el recurso no recibe un pago por energía.
- Pre-Emergency Capacity Only – Un registro que solo permite la participación en el mercado de capacidad como un recurso de capacidad del RPM o del FRR. Si el registrado se despacha por condiciones de pre-emergencia, el recurso no recibe un pago por energía.
- Emergency Full (Capacity and Energy) – igual que el registro Emergency Capacity Only pero recibe compensación de energía de emergencia cuando se despacha en condiciones de emergencia.

¹⁰⁶ PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Section 10: Overview of the Demand Resource Participation, 10.2 Demand Resource Registration Requirements.

- *Pre-Emergency Full (Capacity and Energy)* – igual que el registro *Emergency Capacity Only* pero recibe compensación de energía de emergencia cuando se despacha en condiciones de pre-emergencia y emergencia.

Los CSP deben mantener la precisión de la información que registran y proveen al PJM para cada recurso de la demanda, y cada vez que los CSP registran la ubicación o extienden sus registros, los CSP deberán revisar toda la información para asegurar que es razonablemente preciso y deberán actualizarlo en caso de ser necesario. Periódicamente, PJM puede pedir información de soporte al CSP para verificar que la información entregada por el CSP es razonablemente precisa.

Para registrar recursos de demanda, la siguiente información deberá ser entregada:

- Segmento empresarial – El CSP deberá clasificar las ubicaciones de acuerdo al propósito primario o uso empresarial de la ubicación.
- Output máximo – Los CSP deberán entregar la mejor estimación de la demanda máxima.
- Método de reducción de la carga y la capacidad asociada – Los CSP proporcionará para cada locación el método de reducción de carga y asociada capacidad de reducción de carga en [kW]. El método de reducción se refiere al tipo de equipamiento eléctrico: aire acondicionado, iluminación, refrigeración, fabricación, calentadores de agua, baterías, “plug load” (otros artefactos eléctricos: computadores, pantallas, etc.) y medios de generación. El CSP proporcionará la capacidad de reducción de carga en [kW] por cada método en una hora (en el medidor de retail) que será proporcionado durante una emergencia en el sistema.

5.5 Inserción de la demanda en mercado de pagos por capacidad

Las entidades que venden energía (comercializadores, agregadores, distribuidoras) a sus clientes finales están obligadas a contar con los recursos necesarios para cubrir la demanda contratada más un margen de reserva. Las obligaciones se pueden cubrir con generación propia, con capacidad adquirida de otras empresas, a través de mecanismos de gestión de la demanda o con capacidad adquirida en las subastas del Mercado de Capacidad. El operador del sistema PJM se encarga de proveer dicha capacidad, en representación de las entidades que venden energía a sus clientes finales, a través del Mercado de Capacidad (*Reliability Pricing Model*).

El Mercado de Capacidad del sistema PJM (*Capacity Market* o *Reliability Pricing Model*) está diseñado para asegurar la confiabilidad del sistema con 3 años de anticipación. Las centrales que son adjudicadas se comprometen a estar disponibles para generar en la cantidad que

fue ofertada por un periodo de 1 año. Se espera que esta capacidad esté disponible principalmente en los casos emergencia o periodos de alta demanda. La demanda también puede participar de mercado mediante reducciones que son ofrecidas a través del CSP (figura descrita anteriormente para la provisión de servicios complementarios). En el año 2017 la participación de la demanda representó el 5% de la capacidad comprometida en el sistema. Los ingresos que reciben las empresas que participan de este servicio son financiados por las empresas que venden electricidad a sus clientes finales (*Load Serving Entities*) a través del cargo denominado *Locational Reliability Charge*, el cual se ve reflejado en las tarifas de los clientes finales.

Como se explicó anteriormente, las empresas denominadas CSP no están obligadas a tener la licencia de “*Load Serving Entity*”. La empresa que provee el servicio de agregación de recursos de demanda para proveer servicios complementarios y de capacidad puede ser una institución distinta al comercializador de energía.

La siguiente figura muestra el esquema de contratación del Mercado de Capacidad.

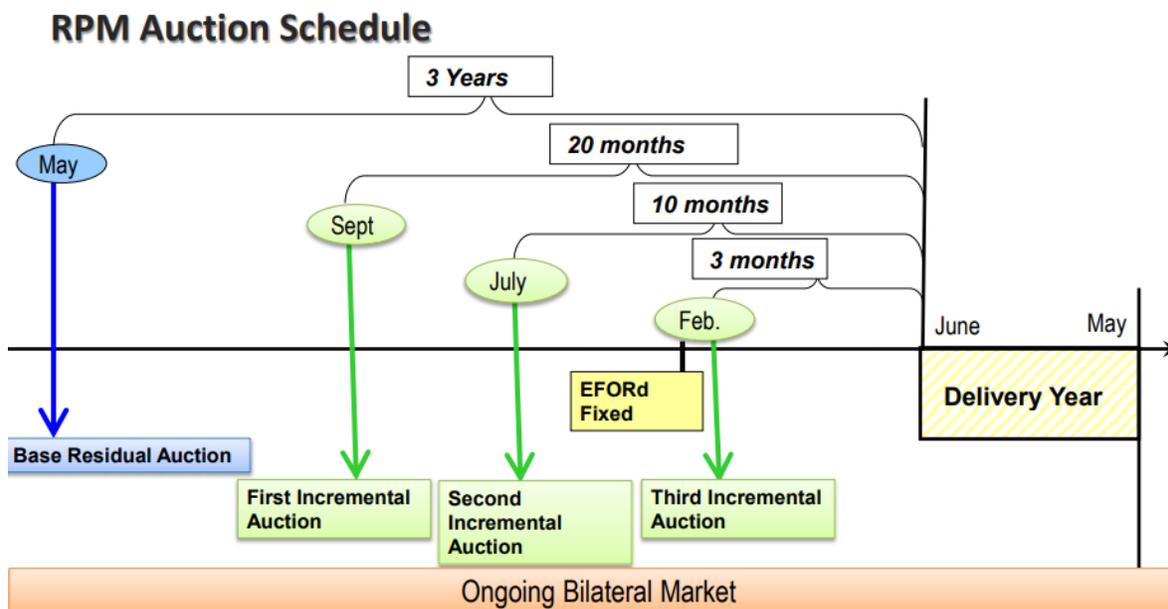


Figura 5.10: Esquema de subastas del Mercado de Capacidad o *Reliability Pricing Model (RPM)*

5.6 Operación de agregación de oferta de G y D

En algunos estados del sistema PJM se ha establecido la figura del “agregador”. Por ejemplo, en Ohio, un condado o municipio puede comprar en nombre de los ciudadanos, y los ciudadanos pueden optar por participar o no de esta energía provista por un “agregador”. En Ohio, aproximadamente dos tercios de la participación residencial se realiza a través de dicha agregación. Los agregadores pueden organizar compras a más largo plazo en nombre de sus clientes para recursos específicos, como energía renovable, en lugar de depender principalmente de los mercados mayoristas. En el estado de Illinois también se permite la agregación de demanda por parte de las municipalidades y condados, los cuales se encargan de negociar con los comercializadores de energía los contratos de suministro eléctrico para sus residentes y pequeños comercios (consumo menor a 15.000 kWh al año)^{107 108}. Los comercializadores proveedores de la agregación (comercializador que firma contrato con municipalidad) deben proporcionar las fechas de duración de los contratos de agregación, las tarifas eléctricas, tarifas de rescisión anticipada del contrato por parte del cliente, si se está proporcionando energía renovable, si se proveen productos de eficiencia energética o de respuesta a la demanda junto con una descripción de éstos¹⁰⁹. Esta información debe ser proporcionada al *Office of the Interconnection*¹¹⁰, quienes son los empleados y agentes del PJM, sujetos a la supervisión y vigilancia del directorio del PJM.

En el sistema PJM, el servicio de agregación permite la participación de la demanda en el mercado mayorista de la energía y servicios complementarios. El propósito de la agregación es permitir la participación de clientes en el mercado de la energía que pueden proporcionar menos de 0,1 MW de respuesta a la demanda o pueden proporcionar menos de 0,1 MW¹¹¹ en el mercado del control de frecuencia de reserva y de regulación. En el caso del mercado de la energía, los agregadores pueden ofertar “reducciones” de demanda que son compensadas de acuerdo al precio del mercado spot. Los agregadores deben cumplir con los siguientes requerimientos:

- Todos los clientes que participan de un agregador deben estar identificados;
- Todos los clientes que participan de un agregador deben estar en la misma red de distribución eléctrica, y es la empresa distribuidora quien les vende la energía (este requerimiento implicaría que los comercializadores no podría ofrecer el servicio de agregación);

¹⁰⁷ <https://www.pluginillinois.org/MunicipalAggregationList.aspx>

¹⁰⁸ https://www.citizensutilityboard.org/electric_municipalaggregation/

¹⁰⁹ <https://www.ilga.gov/commission/jcar/admincode/083/083004700C02000R.html>

¹¹⁰ PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations. Section 10.7

¹¹¹ PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations. Section 10.5

- Si la agregación proporcionará Reservas sincronizadas, todos los clientes de la agregación también deben formar parte de la misma subzona de Reserva sincronizada;
- Otros requerimientos en la reglamentación correspondiente.

5.7 Monitoreo de Mercado

Para cada uno de los estados del sistema PJM, existen instituciones específicas encargadas del monitoreo de mercado del sector retail. En el caso específico de Illinois, la institución denominada Office of Retail Market Development (ORMD) es el organismo encargado de monitorear las condiciones de competencia en la venta de energía a clientes finales, la identificación de barreras y proponer soluciones para eliminarlas.

A continuación, se presenta el conjunto de indicadores utilizados para el monitoreo de mercado:

- El número de clientes residenciales pasan de comprar electricidad desde distribuidora a una empresa comercializadora.
- Monitoreo de la actividad de agregación que realizan las municipalidades y condados: tarifas, número de municipales que ofrecen el servicio de agregación, tipo de programas adquiridos, entre otros.
- Número de comercializadores certificados y activos.
- Número y tipos de ofertas a cliente residenciales que comercializadores han publicado en página web del regulador (número de ofertas con tarifa fija, variables, número de contratos de duración de 12 meses, 24 meses, etc.).
- Análisis de competitividad del mercado: índice HHI para clientes residenciales y no residenciales (desagregados también por tamaño), participación de mercado de comercializadores (número de comercializadores con participación de mercado mayor a 15%, entre 5% y 15%, etc.).
- El número de reclamos de clientes durante los últimos doce meses.

Estimación de los ahorros que tuvieron los clientes residenciales que son suministrados por comercializadores por el hecho de haber dejado de comprar electricidad desde empresa distribuidora. La comparación se realiza considerando el “Price-to-Compare” y la tarifa incluyendo el “Purchased Electricity Adjustment”.

6 Revisión Nacional

6.1 Legislación vigente del sector eléctrico chileno

6.1.1 Síntesis General

6.1.1.1 Contexto Internacional y contraste

El diseño básico del mercado eléctrico chileno tiene su origen en el DFL1 de 1982 “Ley General de Servicios Eléctricos”. Esta reforma fue pionera a nivel mundial, constituyéndose en el primer país en proponer una estructura de competencia para el sector, seguido de Nueva Zelanda e Inglaterra (ver Figura 6.1). Esta estructura incorporaba, entre otros, la desintegración vertical de la industria.

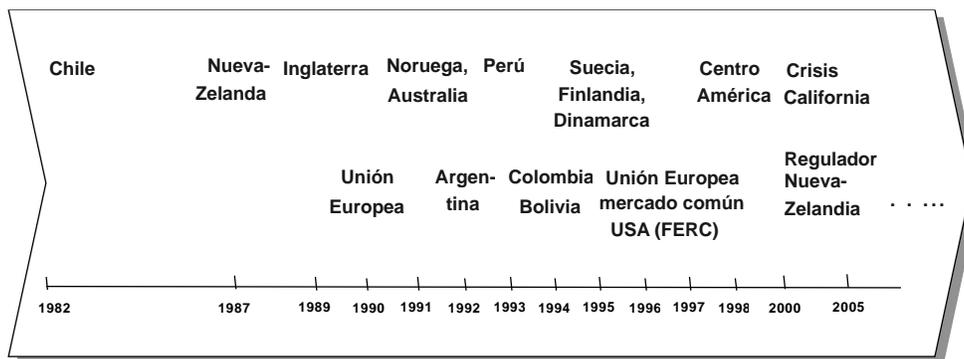


Figura 6.1: Cronología de los Sistemas Eléctricos Competitivos.

Con el paso del tiempo, en el mundo se han creado distintas formas de mercados competitivos en el sector eléctrico (ver Figura 6.2).

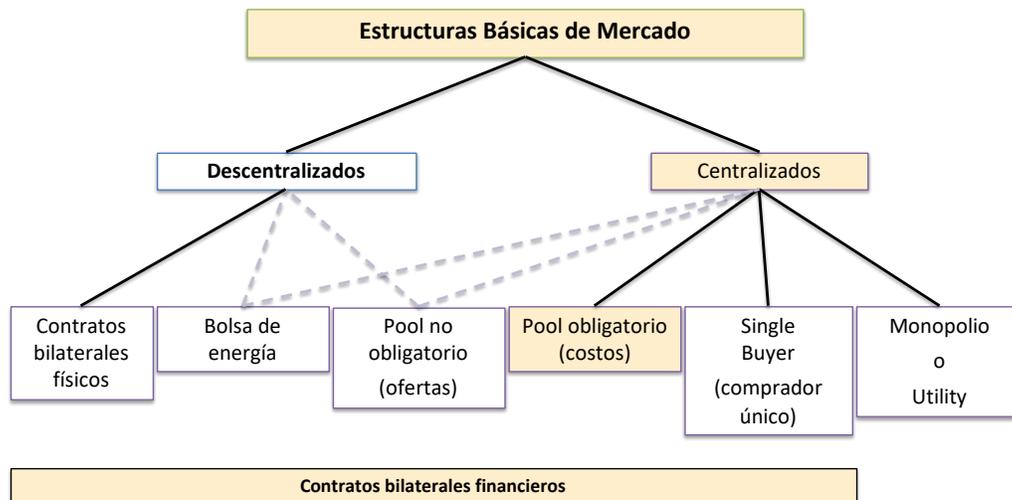


Figura 6.2: Diseños alternativos de mercados eléctricos.

El modelo chileno se caracteriza por ser una estructura de carácter centralizado, es decir posee una entidad que cumple el rol de “operador de mercado” (OM) que hoy se denomina coordinador eléctrico nacional (CEN). Técnicamente su diseño corresponde a un sistema Pool de carácter obligatorio para las empresas de generación. El OM determina la operación del sistema y los precios (costos marginales horarios) a los cuales se transa la energía entre los generadores que inyectan energía y los generadores que retiran energía para sus clientes; producto de la suscripción de “contratos bilaterales financieros” denominados contratos de suministro.

El modelo chileno es distinto a los esquemas de mercado utilizados en Europa o América del Norte, donde se entrecruzan estructuras más descentralizadas, que incluyen contratos bilaterales físicos y bolsas de energía de carácter voluntario basado en ofertas.

6.1.1.2 Mercado de Corto Plazo (spot)

El mercado de corto plazo en Chile implementa precios marginales nodales o locales (LMP, *Locational Marginal Price*) de la energía que reflejan el costo incremental de suministro en cada punto de la red de transmisión. Estos precios son calculados por el OM, actualmente con una resolución horaria, en dos instancias. La primera, típicamente una versión preliminar, de carácter informativo proyectado el día anterior, en la programación de la operación. La segunda, como resultado de la operación real, en la que se calculan los precios válidos definitivos, y que se conocen típicamente uno o más días posteriores a la operación.

El mercado de corto plazo es cerrado a los generadores. Por concepción el diseño el mercado eléctrico chileno es el de uno basado en contratos de tipo financiero. Esto tiene las siguientes implicancias estructurales:

- Para recibir suministro un consumo debe tener un contrato.
- Un generador reconoce cada consumo en el mercado de corto plazo, y su costo respectivo de suministro, valorado a los precios marginales locales de energía y potencia.
- Un generador reconoce sus inyecciones de energía en el mercado, y su ingreso económico respectivo, valorado a los precios marginales locales de energía y potencia.
- El mercado spot opera como un mercado de balances y transferencias entre empresas generadoras.

La siguiente Figura 6.3 resume el funcionamiento del mercado de la energía en Chile. Todo actor de mercado que es capaz de suscribir un contrato de suministro ejerce en el mercado chileno la actividad de comercialización. Las empresas generadoras pueden tener contratos suministro con clientes libres o empresas distribuidoras. A su vez, las empresas distribuidoras pueden tener contratos de suministro con clientes libres. Para poder comercializar energía se requiere poder adquirirla (comprarla) previamente desde una fuente.

Remuneración en el mercado eléctrico chileno

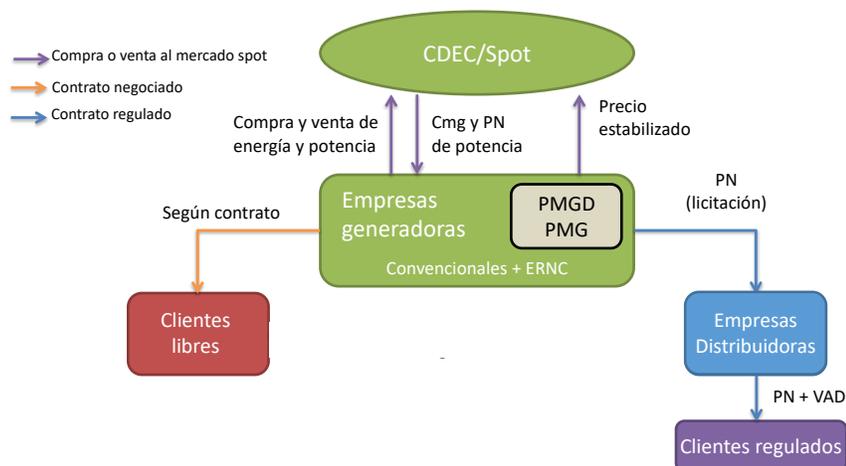


Figura 6.3: Remuneración del mercado eléctrico chileno.

En el caso chileno, las empresas generadoras realizan retiros del sistema desde el mercado Spot a partir de las reglas que se establecen en los balances de energía y potencia. A su vez, las empresas distribuidoras adquieren la energía a través de sus contratos de suministro (licitaciones) con las empresas de generación. Consecuentemente, al introducir la figura del comercializador puro o independiente, este debiera poder adquirir su energía, ya sea del mercado Spot, o bien a través de contratos específicos con empresas de generación. Con ello puede vender energía a clientes libres o empresas distribuidoras.

6.1.1.3 Segmento de Transmisión

En Chile, el sistema de transmisión se divide en tres segmentos: 1) Nacional (ex sistema troncal), 2) Sistema de Transmisión Zonal (ex sistema subtransmisión) y 3) transmisión dedicado (ex adicional).

- **Sistema de Transmisión Nacional:** Permite la conformación de un mercado eléctrico común y posibilita el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación eléctrica.
- **Sistema de Transmisión Zonal:** Líneas y subestaciones para el abastecimiento actual/futuro de clientes regulados, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de líneas de transmisión dedica.
- **Sistema de Transmisión Dedicado:** Líneas y subestaciones radiales o enmalladas (que no produzcan impactos o modificaciones significativas en la operación del resto del sistema), dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales.

A esto se suma la transmisión para los polos de desarrollo y los eventuales sistema de interconexión internacional.

- **Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollos:** Destinado a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo. Se entenderá por polos de desarrollo a aquellas zonas donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico. Los polos de desarrollo son determinados por el Ministerio de Energía.

- **Sistema de Interconexión Internacional:** Destinado a transportar la energía eléctrica entre países, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en territorio nacional. Actualmente existe una única línea de transmisión que conecta a la central Salta ubicada en territorio Argentino.

La transmisión se contempla como monopolio con planificación y tarificación regulada. Esta última pasó de un esquema de valorización regulado a uno de licitación directa del valor anual a remunerar por tramo.

6.1.1.4 Institucionalidad

Las instituciones centrales y sus roles en el sector eléctrico chileno son las siguientes.

- **Ministerio de Energía (MEN):** órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector energético. Sus principales funciones son: elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con el sector energético, considerando todos los tipos de fuentes energéticas primarias y secundarias. (Ley N° 20.402 de 2009).
- **Comisión Nacional de Energía (CNE):** es un organismo fiscal, autónomo y descentralizado, creado bajo el amparo del Decreto Ley N° 2.224 del 25 de mayo de 1978. Es la entidad encargada de elaborar y coordinar los planes, políticas, reglamentos y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector de energía y asesorar al gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía. También son funciones: Planificación de la transmisión, Calculo de Precios Nudo de Corto Plazo, Organizar licitaciones de suministros para distribuidoras y tarificación de distintos segmentos, entre otros.
- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):** órgano encargado de fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y las normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios prestados cumpla con la normativa vigente y no constituya un peligro para las personas o cosas. (Ley N° 18.410 de 1985).
- **Coordinador Eléctrico Nacional (CEN):** es un organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones interconectadas del SEN que operan interconectadas entre sí. (Ley 20.936 de 2016).

- **Panel de Expertos:** es un órgano colegiado autónomo cuya función es resolver las discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y de gas. (Ley 19.940 de 2004).

Otras entidades relacionadas, pero menos atinentes al foco del estudio son: Empresa Nacional del Petróleo, Agencia de Sostenibilidad Energética, Fiscalía Nacional Económica, Tribunal de la Libre Competencia y la Comisión Chilena de Energía Nuclear.

6.1.2 Marco Legal (LGSE)

La Ley General de Servicios Eléctricos tiene su origen en el 1982 y ha tenido sucesivas modificaciones, a lo largo de su historia, orientadas a perfeccionar el sector eléctrico nacional. El siguiente listado resume sus principales cambios:

- Ley No 19.940 o "Ley Corta I" de Mar. 2004: establece nuevo régimen tarifario de sistemas medianos, reguló la transmisión para darle carácter deservicio público y crea el Panel de Expertos, entre otros cambios.
- Ley No 20.018 o "Ley Corta II" de May. 2005: introduce mecanismos licitación para asegurar el suministro de clientes regulados, entre otros cambios.
- Ley No 20.040 de May. 2005: establece cargos o abonos para clientes regulados frente a diferencias entre precios de nudo y costo marginal.
- DFL No 4 de Feb 2007: Fija Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en Materia de Energía Eléctrica.
- Ley N°20.304 de Dic. 2008: Sobre Operación de Embalses frente a alertas y emergencias de crecidas y otras medidas que indica.
- Ley No 20.402 de Dic. 2009: Crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL N°2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales.
- Ley No 20.936 de Jul. 2016: establece nuevo sistema tarifario de transmisión eléctrica, crea el Coordinador Eléctrico Nacional a partir de los antiguos Centros de Despacho Económica de Carga.
- Ley No 21.118 de Nov 2018: Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales.
- Ley No 21.185 de Nov. 2019: Crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas.
- Ley No 21.194 o "Ley Corta de Distribución", de Dic. 2019: rebaja la rentabilidad de empresas distribuidoras, establece su determinación bajo criterios de riesgo y CAPM

(*Capital Asset Pricing Model*), perfecciona mecanismo de tarificación y establece giro único de distribución.

Relativo a las materias bajo estudio, cabe destacar entre las modificaciones previas al 2004 que tuvo la LGSE aquellas derivadas de las situaciones de estrechez de suministro en el SIC, consecuencia de las sequías en los años 1989 y 1998-99 (Ley 18.959 de 1990 y 19.613 de 1999, artículo 99 bis) que finalmente eliminaron la sequía y la falla da unidades de generación, cuando éstas determinan racionamiento, como circunstancias de fuerza mayor o caso fortuito.

6.1.3 Marco Reglamentario y Normativo

Se ha hecho una revisión general del marco reglamentario nacional. En Anexo F se presenta un listado recopilatorio preliminar con los distintos cuerpos legales relacionados. El listado busca compilar en un único documento la reglamentación nacional ligada al sector eléctrico y energético. Dada la dispersión de los cuerpos legales y sus modificaciones, la labor ha resultado más compleja de lo inicialmente previsto.

De la revisión normativa, en su parte reglamentaria, el siguiente cuadro, Tabla 6.1, resume aquellos documentos más atinentes a los cambios objeto del proyecto de Ley (PdL) de portabilidad eléctrica. La primera columna hace referencia a una primera estimación del grado de incidencia o cruce entre la reglamentación respectiva y la nueva figura a introducir. Los reglamentos se encuentran ordenados por fecha de creación o modificación desde la más reciente. En el caso de las modificaciones, se deja sólo la última como representativa del reglamento respectivo. Del listado se han omitido los reglamentos considerados menos atinentes como algunos relacionados a la transmisión, la geotermia, los sistemas medianos, el alumbrado público, etc. y descartado aquellos derogados por un decreto posterior. La columna materia, señala una clasificación simple para identificar el foco del decreto respectivo y el comentario busca indicar aspectos de la reglamentación que tienen cruces con las materias del PdL de Portabilidad.

Tabla 6.1: Reglamentación del Sector Eléctrico en cruce con PdL de Portabilidad.

F	# DS	Fecha / Modif	Documento (Reglamento)	Materia	Comentarios
	42	04-06-2020	Modifica DS62/2006-Economía, Reglamento de transferencias de potencia... (Reserva Estratégica, en CGR)	Potencia de Suficiencia	Agregador, Respaldo de los contratos, Flexibilidad
	88	17-09-2019	Medios de generación de pequeña escala (Deroga 244)	PMG(D)	Agregador, Valorización de inyecciones (Precio estabilizado)
	57	11-07-2019	Generación distribuida para autoconsumo	GD, NetBilling	Agregador, Valorización de inyecciones
	37	06-05-2019	Sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión	Planificación Tx	Proyección de demanda
	8	31-01-2019	Sseguridad de las instalaciones de consumo de energía eléctrica	Seguridad Instalaciones Con.	Revisión Inserción Comercializador / Agregador (limitación de responsabilidad)
	125	19-12-2017	Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.	Coordinación Operación, Mercados En, Pw, SSSC	Pronóstico dem recae en coordinador, almacenamiento no puede comercializar (art 95), Sólo Gx en Spot (art 142), Garantías de Pago según proyecciones del coordinador (comercializador siempre sería deficitario). Monitoreo Competencia...
	113	28-11-2017	Servicios Complementarios LGSE	SSCC	Revisión Inserción Comercializador / Agregador / Flexibilidad
	109	03-11-2017	Sseguridad de las instalaciones eléctricas destinadas a producción, transformación, transporte, servicios complementarios...	Seguridad Instalac. Gx, Tx Alm, SSSC,...	Revisión Inserción Comercializador / Agregador (limitación de responsabilidad)
	67	05-07-2017	Modifica DS106/2015-Energía, Reglamento sobre licitaciones de suministro de clientes regulados en Dx	Licitaciones	Ajustes a las licitaciones del PdL, PNudo, Take or Pay
	29	03-03-2014	Licitaciones para la Provisión de Bloques Anuales de Energía Provenientes de Medios de ERNC [Regl. Ley 20.698 (20/25)]	Licitaciones	Ajustes a las licitaciones del PdL, PNudo, Take or Pay
	44	27-04-2017	Panel de Expertos establecido en la LGSE	Institucionalidad, Panel Expertos	Competencia en materias comerciales
	31	16-03-2017	Determinación y pago de las compensaciones por indisponibilidad de suministro eléctrico	Compensaciones	Comercializador y compensaciones
	11	31-01-2017	Dictación de normas técnicas en aspectos técnicos, seguridad, coordinación, calidad, información y económicos...	Dictación de normas técnicas	Revisión Inserción Comercializador / Agregador / Gestor de Información / Flexibilidad
	142	09-11-2016	Fija los requisitos y el procedimiento aplicable a las solicitudes de intercambios internacionales de servicios eléctricos	Intercambios Internacionales	Contratación internacional
	134	14-10-2016	Planificación energética de largo plazo	PELP	Proyección de la demanda, modelos de negocios
	128	27-09-2016	Centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica [Reglamento centrales de bombeo]	Bombeo	Revisión Inserción Comercializador / Agregador / Flexibilidad
	122	13-09-2016	Modificación DS327/1997_Minería, Reglamento de la LGSE	General	Revisión Inserción Comercializador / Agregador, Flexibilidad
	52	22-05-2016	del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional	Coordinador	Inserción del Comercializador/agregador/gestor en procedimientos
	68	26-06-2015	Modifica DS86/2012-Energía, Reglamento para la fijación de precios de nudo	Precios de Nudo	Inserción del Comercializador en procedimientos
	20	02-03-2015	Procedimiento para determinación de otros medios de generación renovables no convencionales	Otros ERNC	Agregador / Modelos Negocio
	6	29-01-2015	Exigencias para instalaciones de cogeneración eficiente	Cogeneración	Agregador / Modelos Negocio
	38	30-04-2012	Medidas para Evitar, Reducir y Administrar Déficit de Energía Art.163 LGSE	Compensaciones	Comercializador y compensaciones
	341	2007	Reglamento para la Fijación de Precios de los Servicios no Consistentes en Suministro de Energía	Servicios adicionales Dx	Revisión Inserción Comercializador / Agregador

En forma análoga en Tabla 6.2 se resumen las normas técnicas promulgadas (en forma de Resolución Exenta) y su grado de atingencia con el PdL de Portabilidad Eléctrica. En el cuadro no se incluyen aquellas con proceso normativo en curso. De éstas normas las siguientes se consideran atingentes en orden de relevancia:

- Norma Técnica de Compensaciones
- Transferencias Económicas
- Cálculo de Costos Marginales
- Programación de la Operación
- Reconversión Energética, actualización de la normativa relativa a la aplicación del artículo 148 de la LGSE que establece que los generadores pueden convenir reducciones o aumentos temporales de consumo con clientes regulados

Tabla 6.2: Reglamentación del Sector Eléctrico en cruce con PdL de Portabilidad.

F	#REx	Fecha	Documento (Norma Técnica)	Comentario
		01-09-2020	Seguridad y Calidad de Servicio (+21 Anexos Técnicos)	Agregador
	72	05-03-2020	Reglas necesarias para la implementación del mecanismo de estabilización de precios establecido en la Ley N° 21.185	Comercializador
	763	10-12-2019	Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (+1 Anexo Técnico)	Agregador
	786	18-12-2019	Servicios Complementarios (+1 Anexo Técnico)	Agregador
	437	30-07-2019	Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión	Agregador
	338	31-05-2019	Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión	Agregador
	196	28-04-2019	Presupuesto de Costos...Resolución Exenta CNE N° 164 de 2010 de CNE con normas para aplicación del art.148° del LGSE (Convenios de aumento/reducción carga clientes regulados)	Comercializador
	54	01-01-2016	Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras	Agregador, respaldo de contratos
	1278	01-12-2009	Sobre Fuentes de Energías Renovables no Convencionales (norma Ley N° 20.257)	Agregador
	885	24-10-2007	Procedimiento para determinación de cargos / abonos para consumidores regulados por diferencias entre el PNudo y CMgl, aplicable a suministros sometidos a regulación de precios no cubiertos por contratos.	Comercializador
	376	28-06-2019	Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen GNL	
	179	14-03-2018	De Seguridad y Calidad De Servicio Para Sistemas Medianos	

6.2 PdL de Portabilidad Eléctrica y otros proyectos

6.2.1 PdL de Portabilidad Eléctrica y elementos claves

En proceso de tramitación, busca introducir la comercialización de energía eléctrica pura, incluyéndola también a nivel de clientes sujetos a regulación de precios, separando las funciones de operación de red y comercialización de energía de las empresas distribuidoras. Los objetivos de cambio legal se plantean en los siguientes tres ejes:

1. Consagrar el derecho de los usuarios a elegir su suministrador de energía eléctrica, para que puedan acceder a más y mejores servicios, modelos de negocios y estructuras tarifarias, resguardando siempre que se cumplan los niveles mínimos de calidad de servicio que establezca la normativa;
2. Modernizar y flexibilizar el mecanismo de licitaciones de suministro, de manera de hacerlo compatible con la habilitación de la comercialización eléctrica;
3. Generar espacios para entregar información clara a los usuarios y permitir la participación e interacción eficiente de los distintos actores del mercado mediante una plataforma de información, resguardando al mismo tiempo la protección de los datos personales de los usuarios finales, así como la transparencia, simetría y acceso a dicha información.

En el proyecto recientemente ingresado al congreso nacional se identifican los siguientes aspectos relevantes:

- Separación del segmento de distribución entre los negocios relacionados a comercialización de energía y el de infraestructura eléctrica (desarrollo, gestión, operación de las redes).
- Introducción de la figura del comercializador puro de energía eléctrica. Por comercializador puro se entiende un nuevo agente en el mercado eléctrico que puede comprar y vender energía eléctrica sin necesidad de tener activos en redes o generación.
- Permite a clientes regulados elegir libremente a un suministrador entre aquellos con licencia de comercializador.
- Si bien existe la comercialización competitiva en el sector eléctrico chileno, esta estaba reservada a empresas generadoras y distribuidoras, para dar servicio a clientes libres. El PdL extiende esta posibilidad a los clientes sujetos a regulación de precios.
- Introduce el Gestor de Información como nuevo agente con la función de administrar información crítica.
- Introduce la necesidad de ajustar los mecanismos de licitación de clientes regulados para adecuarse a la nueva realidad de opción de elección entre libre o regulado, respetando los contratos. Se introduce gestión de contratos de corto a largo plazo y posibilidad de incluir cláusulas de *Take or Pay* en el caso de licitaciones para nueva capacidad de suministro.
- Exige garantías a los comercializadores en la forma de contratos de suministro.
- Abre el mercado de corto plazo (spot) a los comercializadores de energía eléctrica, permitiendo la compra de energía y potencia, con la consecuente participación en los balances y transferencias administrados por el Coordinador.
- Distingue categorías de comercialización, con distintas licencias y requerimientos, por determinar, para extenderla a clientes sujetos a regulación de precios.

6.2.2 Estrategia de Flexibilidad

Originalmente planteada a nivel legal, actualmente se presenta como un programa de ajustes a nivel reglamentario y normativo orientado a promover la flexibilidad del sistema eléctrico nacional. Esto, impulsado por el incremento de la participación de energías renovables variables en la matriz eléctrica del SEN.

En la Estrategia de Flexibilidad, se definieron doce medidas de acción, agrupadas en los siguientes tres ejes de trabajo:

1. Diseño de mercado para el desarrollo de un sistema flexible: cuyo objetivo es perfeccionar señales de mercado orientadas a contar con la flexibilidad necesaria en el sistema eléctrico. En este eje se definieron las siguientes medidas:
 - a. Perfeccionar el mecanismo de remuneración de suficiencia.
 - b. Establecer señales de mercado de largo plazo que incentiven la inversión en tecnologías que aporten flexibilidad.
 - c. Contar con la inercia y nivel de cortocircuito suficientes en el sistema eléctrico a futuro.
 - d. Monitorear y evaluar el mercado de Servicios Complementarios.
2. Marco regulatorio para sistemas de almacenamiento y nuevas tecnologías flexibles: cuyo objetivo es perfeccionar el marco regulatorio para la participación de sistemas de almacenamiento en el mercado eléctrico. En este eje se definieron las siguientes medidas:
 - a. Reconocer el aporte del almacenamiento en las instalaciones a la suficiencia del sistema.
 - b. Mejorar los procedimientos de programación de inyecciones y retiros de energía de los sistemas de almacenamiento.
 - c. Perfeccionar el tratamiento de sistemas de almacenamiento en la planificación de la transmisión y su participación en mercados competitivos.
 - d. Permitir la incorporación de proyectos piloto.
3. Operación flexible del sistema: cuyo objetivo es perfeccionar aspectos del mercado spot, y de la programación y operación del sistema. En este eje se definieron las siguientes medidas:
 - a. Perfeccionar la señal del costo marginal de energía.
 - b. Perfeccionar el proceso de programación de la operación.
 - c. Perfeccionar la operación en tiempo real.
 - d. Tratamiento de desvíos de generación y demanda.

Todos los ejes de la estrategia de flexibilidad tienen intersecciones con el PdL de Portabilidad. En particular las relativas a las modificaciones a la reglamentación de la Potencia de Suficiencia, Servicios Complementarios, Coordinación de la Operación y Mercado de Corto Plazo.

6.2.3 PdL de Cambio Climático y actualización de la NDC Chilena

Actualmente se encuentra en el congreso el proyecto de ley de cambio climático, el cual establece, entre otras cosas, una propuesta para alcanzar la carbono neutralidad. Asimismo, se propone el establecimiento de presupuesto de emisiones¹¹² nacionales y sectoriales. Como se indica más adelante, la meta de carbono neutralidad tiene implicaciones directas en el sector eléctrico.

Durante el proceso de actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de Chile, se ha propuesto alcanzar la meta de carbono neutralidad hacia el año 2050. Para alcanzar esta meta, se proponen una lista de medidas de mitigación que afectan principalmente al sector generación eléctrica, transporte, industria y minería, comercial, público y residencial. La siguiente figura muestra la lista de medidas de mitigación que podrían contribuir a alcanzar dicha meta.

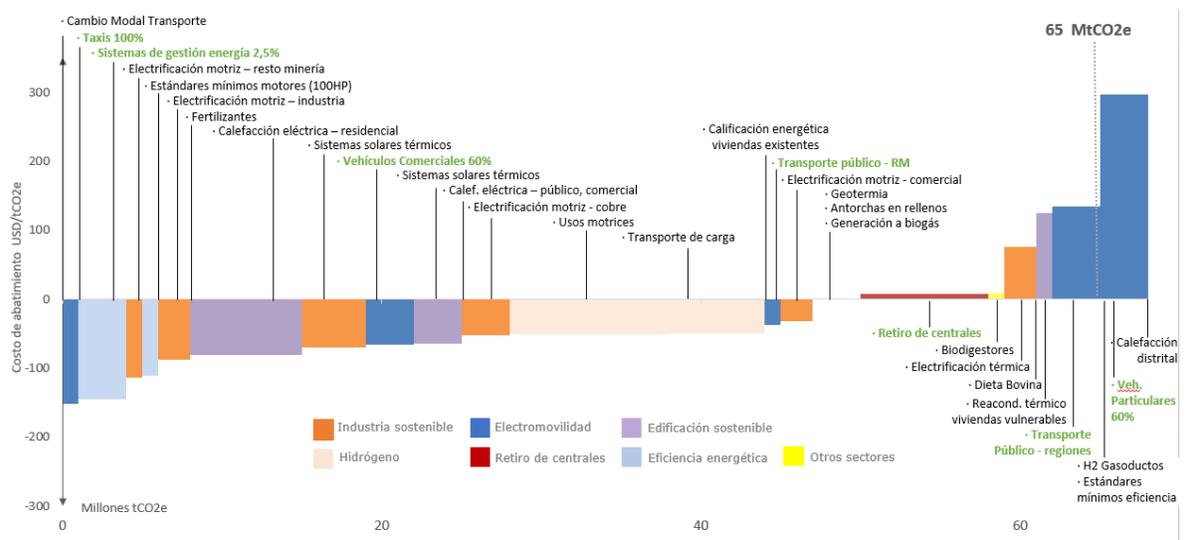


Figura 6.4: Curva de abatimiento para alcanzar la carbono neutralidad al 2050.

Se proyecta que el sector generación eléctrica será uno de los sectores que más debe contribuir a alcanzar la carbono neutralidad. Para ello se plantea un incremento significativo de la participación de fuentes renovables no convencionales, teniendo un rol protagónico la energía eólica y solar.

¹¹² Entendido como las metas de emisiones (reducción) del país repartidas a cada sector de la economía.

A continuación, se resumen las principales implicancias en el sector eléctrico:

- Se proyecta el retiro total de centrales a carbón hacia el año 2040. Adicionalmente, se discute en el congreso adelantar el proceso al año 2025.
- Aumento significativo de generación renovable. Generación solar fotovoltaica, concentración solar (CSP) y eólica se convertirían en las principales fuentes de generación eléctrica.
- Aumento de la generación distribuida.
- Aumento de la demanda eléctrica debido a la electrificación de consumos (electrificación de calefacción, electromovilidad, etc.).
- Aumento de la participación de la generación eléctrica para la producción de hidrógeno verde.
- Aumento de los requerimientos de flexibilidad para el sistema debido a la alta participación de energías renovables variables.

Entre otros desafíos de estas metas se encuentra la necesidad de transformar el sistema eléctrico a uno basado en energías renovables sin comprometer la suficiencia y hacerlo al menor costo posible. Esto, integrando recursos distribuidos y siendo capaz de absorber mayor demanda derivada de electrificación de más sectores de la economía, entre otros.

6.3 Análisis crítico comercializador/agregador y mercados de energía/potencia

En la reforma a introducir por el PdL de Portabilidad se identifican una serie de temáticas que, considerando la experiencia internacional y la estructura del sector en Chile, es necesario estudiar para orientar su implementación regulatoria. En los siguientes párrafos y secciones se plantean algunos de ellos.

La inserción de la actividad de Comercialización Libre a todo usuario, incluyendo los sujetos a regulación de precios, la posibilidad de existencia del Comercializador Puro y su acceso al mercado de corto plazo se identifican como elementos destacados de la reforma. En particular los dos últimos, cambian la lógica del mercado spot cerrado como instancia en que los generadores balancean sus contratos de suministro. De esta manera, el mercado de corto plazo adquiere una mayor relevancia como instancia para comprar y vender energía. Como consecuencia es necesario revisar los siguientes temas:

- Contraste del respaldo físico general de los contratos de suministro y su vínculo con el racionamiento.

- Garantías de capital y crédito de las empresas, en particular del nuevo comercializador puro.
- Compensaciones a los clientes.
- Tratamiento del déficit de energía, en particular el esquema de racionamiento en Chile, cuestión que a lo largo de la historia no se ha resuelto.
- Como fortaleza de la reforma, abrir el spot al comercializador le permite mejorar su posición para negociar contratos, más opciones para balancear flujos financieros y gestión del riesgo, e incluso transferir el precio spot a clientes, propiciando eficiencia

En el contraste con la experiencia internacional del sector eléctrico nacional para implementar la comercialización pura y libertad de elección nivel minorista (residencial, regulado) se evidencian una serie de debilidades entre las que se encuentran las siguientes:

- Carencia de mercados de derivados y de gestión de riesgo, dentro (como los FTR en PJM) y fuera del mercado eléctrico.
- Falta de desarrollo y migración de mercados OTC hacia la formalización.
- Estructura de Precios nodales y riesgos de congestión en las redes, ya sea operacionales o por factores externos como el retraso de obras.
- De igual forma los precios nodales son más volátiles y difíciles de estimar. En particular la evolución de demanda y red puede determinar zonas con precios altos que en las condiciones actuales son compensados entre grandes zonas de concesión de las actuales distribuidoras.
- Precios energía / potencia conocidos con posterioridad (expost). Dificultan la gestión y no asignan responsabilidad por desvíos, entre otros

Otros temas complementarios que se identifican son los siguientes:

- En virtud de las modificaciones proyectadas al mecanismo de remuneración de la potencia, se considera recomendable su reformulación como mecanismo que permita precisar el nivel de respaldo físico de los contratos, compromiso de limitación de consumo en racionamiento y pago de compensaciones
- Como la distribuidora actual sería el comercializador de último recurso, existe la posibilidad de trato discriminatorio con un comercializador no relacionado. Esto, si la distribuidora forma parte de un holding de generación con Comercializador en la misma zona. Será labor de la reglamentación cautelar cuestiones como ésta.
- Se prevén dificultades derivadas de las diferencias entre las capacidades reales y teóricas de las redes y equipamiento necesario para permitir la gestión de recursos distribuidos y producir modelos que aporten valor. La factibilidad está limitada por la infraestructura real que se remunera en función de la empresa modelo tarifaria con redes promedio teóricas.

- Así mismo, en cuestiones de calidad de atención está la necesidad de delimitar en forma precisa los roles y responsabilidades entre el comercializador y el operador de distribución, evitando vacíos normativos que se traduzcan en falta de respuesta oportuna o perjuicios a los usuarios.
- La existencia de mecanismos de equidad tarifaria, estabilización o congelamiento de tarifas, y en general todo mecanismo de apoyo socioeconómico a clientes regulados determinan complejidades adicionales de implementación.
- El diseño y aplicación de los mecanismos de *Take or Pay* de las nuevas licitaciones deben cautelar en su reglamentación que no sólo los clientes que no optan por el comercializador libre, y permanecen en el esquema regulado, se hagan cargo del costo adicional de suficiencia, costo de naturaleza más sistémica, al menos incluyendo los restantes clientes que ejercen esta opción.

6.4 Análisis crítico comercializador y mercado de SSCC

La operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse con el fin de:

- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y
- Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a esta ley

El Coordinador, a través de los SSCC, garantiza la operación segura, de calidad y más económica del Sistema Eléctrico Nacional, en conformidad a las normas técnicas vigentes. La siguiente tabla muestra la lista de servicios complementarios que podría que potencialmente podría requerir el sistema.

Tabla 6.3: Lista de servicios complementarios. CNE, Informe de Definición de Servicios Complementarios. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC
Control de Frecuencia	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Control Rápido de Frecuencia (CRF +/-)
	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia (CPF +/-)
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario por Subfrecuencia (CSF+)
		Control Secundario por Sobrefrecuencia (CSF-)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+)
Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-)		
	Cargas Interrumpibles (CI)	Cargas Interrumpibles (CI)
Control de Tensión	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica)
		Desconexión Manual de Carga (DMC)
	Desconexión de Generación	EDAG (EDAG por Sobrefrecuencia y EDAG por Contingencia Específica)
Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Planes de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)
		Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)
Plan de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)
	Equipos de Vinculación (EV)	Equipos de Vinculación (EV)

6.4.1 Oportunidades

Actualmente no existe una definición formal de lo que se entiende por un comercializador de SSCC. Siguiendo la misma lógica que la definición del comercializador de energía, el comercializador de SSCC se puede entender como aquel agente que no es dueño de recursos físicos que puedan contribuir a los SSCC, pero que participa en representación de sus dueños en los mercados correspondientes y se relaciona con el operador del sistema. Esta figura es bastante conocida a nivel internacional, en la cual por ejemplo, el comercializador contacta a clientes industriales, identifica los recursos de gestión de demanda que podrían participar de los SSCC, y en representación de estos ofrece los SSCC. El comercializador es quien participa del mercado de SSCC y recibe los beneficios de participar de dicho mercado. Luego esos beneficios se transfieren a sus representados de

acuerdo a las condiciones establecidas en sus contratos. Esta misma figura se podría aplicar a pequeños medios de generación distribuidos, sistema de almacenamiento, microrredes, Smart-homes, etc. quienes directamente o través de Virtual Power Plant podrían participar del mercado de SSCC. La siguiente figura ejemplifica estos potenciales escenarios futuros, donde a la izquierda se muestra como a futuro se espera la introducción masiva de equipos inteligentes, mientras que a la derecha se muestra el modelo de negocio de la empresa Moixa (Reino Unido) que ha desarrollado un software basado en la nube para controlar y optimizar recursos distribuidos y participar de esta forma del mercado mayorista de la energía y servicios complementarios.

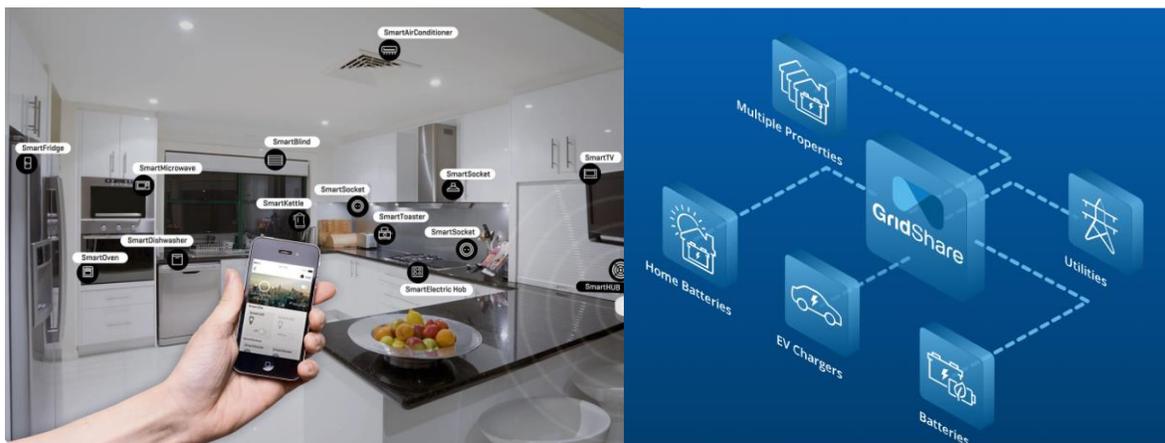


Figura 6.5: Ejemplo de aplicaciones nivel distribución que podrían participar de SSCC a través de la figura del comercializador.

De esta forma, la introducción de este nuevo agente podría aumentar la participación de nuevos recursos en el mercado de los SSCC, lo que podría conllevar a una mayor seguridad del sistema, disminuir los costos, habilitar la entrada de fuentes renovables variables y generar nuevos ingresos para los clientes finales.

6.4.2 Riesgos y dificultades

¿Cuáles SSCC podrían ser comercializados?

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que los SSCC se prestarán por medio de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, tales como la capacidad de generación de potencia activa, capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva y potencia conectada de los usuarios, entre otros, y por la infraestructura asociada a la prestación del recurso técnico. De acuerdo al artículo 72 de la misma ley, las instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía,

etc. estarán obligadas a sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador, es decir, pasan a ser “coordinados”.

En el proyecto de ley de portabilidad no existe un artículo que defina en forma explícita el comercializador de servicios complementarios. El Artículo 122-3 define la comercialización de energía eléctrica, la cual consiste en la compra y venta de energía y potencia en un sistema eléctrico. En dicho artículo se establece que los comercializadores podrán participar de transacciones de energía, potencia y otros servicios eléctricos. Dependiendo de cómo se interprete “otros servicios eléctricos”, los SSCC se podría enmarcar dentro de esta definición, pero la relación no es clara.

No obstante lo anterior, el proyecto en su Artículo 122-9 (Tipos de licencia) define un tipo de licencia de comercialización específica para comercializar SSCC asociadas a retiros e inyecciones de energía. Dada esta definición, la comercialización estaría restringida a los SSCC para el control de frecuencia y control de contingencias. En este sentido, el proyecto de ley debería ser más explícito al momento de definir la figura de comercializador de SSCC.

Por su parte, el artículo 73 del vigente Reglamento de SSCC define la participación de la gestión de la demanda podría ser realizada por un tercero, donde este “tercero” se podría interpretar que podría ser un “comercializador”: “incrementos o reducciones de demanda eléctrica de Usuarios Finales medidos desde su punto de conexión al sistema eléctrico, podrán prestarse por los mismos Consumidores Finales, individual o agrupadamente. La agrupación de los Consumidores Finales podrá ser realizada por un tercero”. Considerando esta definición, los eventuales SSCC que podría ofrecer un comercializador estarían restringidos al control de frecuencia, bajo el supuesto que una “reducción de demanda” es distinta a una “desconexión de carga” (asociado al servicio de control de contingencia).

La Carga Interrumpible, recurso que puede contribuir al control de frecuencia, se define como la reducción de demanda neta del usuario final en tiempo real con el objeto de reducir la demanda en periodos de alto consumo y baja generación, de gestionar congestiones, de responder ante emergencias sistémicas, entre otros. El tiempo de activación será de 30 min a partir de la instrucción del Coordinador y mínimo Tiempo de Entrega será de 2 hrs. El informe de SSCC (resolución exenta 827) establece que las reducciones de demanda eléctrica, asociadas al servicio de “cargas interrumpibles”, podrán ofrecerse por los Consumidores Finales, individual o agrupadamente. Nuevamente, la agrupación de los Consumidores Finales podrá ser realizada por un tercero, donde nuevamente este “tercero” se podría interpretar como la figura del comercializador. En el Informe de SSCC del año 2020 elaborado por el Coordinador, se descarta la necesidad de contar con el servicio de carga interrumpible para garantizar la cobertura de la demanda en horario punta, así como tampoco para aportar a la respuesta en frecuencia ante situaciones de emergencia. De acuerdo a la opinión del consultor, la gestión de la demanda es un servicio que puede

participar del control primario, secundario y terciario de frecuencia. Asimismo, a priori no debería existir ninguna limitación que impida la participación de comercializadores en todos los servicios complementarios.

¿Qué tipo de clientes (regulados o libres) podrían ofrecer SSCC a través de comercializadores?

De la revisión del Reglamento de SSCC no se encuentra la definición de “Consumidores Finales” a la cual hace referencia el Artículo 73, por lo que se entiende que la definición aplicará para clientes regulados y clientes libres, independientemente de la potencia conectada. Sin embargo, el Artículo 8-bis de la Ley General de Servicios Eléctricos que “todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título instalaciones para la prestación de servicios complementarios o sistemas de almacenamiento de energía que se interconecten al sistema eléctrico nacional deberá constituir una sociedad con domicilio en el país”. Por tanto, un cliente regulado que quisiera participar de los SSCC tendría que conformar una sociedad o participar a través del comercializador. A lo cual se suma el requisito adicional de ser “Coordinado” y las obligaciones que eso conlleva. En caso que el servicio esté gestionado por el “agregador”, el “coordinado” sería esta entidad y no los clientes individuales. Las obligaciones de los Coordinados se describen a lo largo de la regulación vigente: Ley general de servicios eléctricos, Reglamento de la coordinación de la operación, reglamento de SSCC, etc.

¿Restricciones de propiedad entre empresas relacionadas?

La ley corta de distribución define el Giro Único para las distribuidoras restringiendo de esta forma su participación en la comercialización de energía. Debido a que la definición de comercializador de SSCC no está definida, no quedan claras las restricciones de giro único para comercializar servicios complementarios. En efecto, en informe de SSCC del Coordinador Eléctrico se analiza la propuesta de Enel X, filial de Enel Distribución, para ofrecer el servicio de Cargas Interrumpibles. Enel X ofreció 30 [MW] de Cargas Interrumpibles (asociado a 26 clientes), considerando contratos que ya tiene implementados con ellos. Como se menciona anteriormente, el Coordinador descarta la necesidad de este SC señalando que se encuentra realizando estudios técnicos para determinar la necesidad de este SC. Se requiere analizar si las empresas distribuidoras poseen información privilegiada y una posición dominante al momento de ofrecer este tipo de servicios, con el objeto de garantizar la competencia y minimizar las barreras de entrada a nuevos participantes.

Infraestructura habilitante

La participación de nuevos agentes en el mercado de los SSCC y la masificación de la participación de la demanda requiere la instalación de tecnologías habilitantes que permita

estos desarrollos, tales como equipos inteligentes, la masificación del Internet de las Cosas, medidores inteligentes, etc. La mayoría de estas tecnologías no se han desarrollado o masificado en Chile, por lo que se requiere avanzar en su implementación. La tecnología de telecomunicaciones de los medidores inteligentes se incluye en el VAD, no así el medidor. Dentro de las tecnologías habilitantes se destacan las siguientes:

- Redes de telecomunicaciones robustas.
- Usos de medidores inteligentes.
- Equipos inteligentes (iluminación inteligente, termostatos inteligentes, artefactos inteligentes, etc.)
- Sensores inteligentes.
- Softwares especializados para gestionar recursos.
- Equipos de control.

6.5 Análisis inserción administrativa y monitoreo

La Ley General de Servicios Eléctricos en su artículo 72°-10 establece que el Coordinador Eléctrico es la institución encargada de monitorear permanentemente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico, con el objeto de garantizar los principios de la coordinación del sistema eléctrico. Cuando se hace alusión a “principios de coordinación”, las actividades de monitoreo estarían restringidas a las acciones que podrían afectar la coordinación de la operación, es decir, las actividades relacionadas con el mercado spot, servicios complementarios y actividades relacionadas con la operación del sistema de transmisión (acceso abierto, licitaciones de obras de transmisión). El artículo 72°-11 también asigna al Coordinador las actividades de Monitoreo de la Cadena de Pagos y garantizar la continuidad asociadas a las transferencias económicas sujetas a su coordinación.

El Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, en su título VI, define las actividades específicas que debe monitorear el Coordinador Eléctrico:

- Estructura del mercado eléctrico: análisis de estructura de mercado para los distintos segmentos de las instalaciones sujetas a coordinación, concentración, etc.
- Desempeño económico de los agentes de los distintos mercados del sector eléctrico.
- Información de insumos para la generación eléctrica (ejemplo: costos variables combustibles).
- Información técnica en el sector eléctrico.
- Operación en tiempo real.
- Interacción entre agentes del sector eléctrico.
- Análisis de procesos licitatorios.

En el Reglamento no existe una definición explícita de lo que se entiende por “mercado eléctrico”. En el “Informe de monitoreo de la competencia en el mercado eléctrico” elaborado por el Coordinador Eléctrico para el año 2019, se incluye a los segmentos de generación, transmisión y distribución en la definición de “mercado eléctrico”. Este aspecto es relevante a la hora de definir la institución responsable de monitorear el comportamiento del futuro mercado de la comercialización que es objeto de este estudio. En la sección “Ejercicio de Poder Mercado y Análisis de Competencia” del mismo informe, se incluye un análisis sobre el segmento distribución, principalmente enfocado al comportamiento de los clientes libres que tienen la opción de elegir el suministrador de su consumo eléctrico, que es la figura que se pretende profundizar con la ley de portabilidad y la introducción del comercializador puro. En efecto, en dicho informe se hacen alusiones al futuro proyecto de ley. Si bien esto se podría interpretar como labor del Coordinador monitorear los niveles de competencia de la comercialización en el mercado mayorista y minorista de la comercialización, otra interpretación podría acotar las actividades de monitoreo solo a las acciones que podrían afectar al mercado mayorista de la energía.

La Ley 20.402 (Ley que crea el Ministerio de Energía) define las funcionalidades de la CNE. De acuerdo a esto, la CNE “será un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica”. De esta forma, se definen las siguientes actividades:

- Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la ley.
- Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley.
- Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia.
- Asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo

En estudio previo “Monitoreo del mercado eléctrico” (Systep, 2016) elaborado para la CNE, se propone un conjunto de indicadores para los mercados mayoristas y minoristas que podrían monitorear la CNE con el objeto de cumplir las funciones estipuladas en la Ley 20.402. En estudio se proponen indicadores de competencia de mercado (índice HHI, Concentration Ratio y margen de venta), indicadores asociadas al servicio al cliente (Composición histórica de la tarifa, Número de reclamos por tipo, Interrupciones de

suministro, encuestas de satisfacción del cliente y rendimiento distribuidoras) e indicadores asociados a procesos tarifarios (Evolución del costo de distribución VAD y sus componentes, por empresa y área típica, tarifa regulada en sistemas medianos, evolución del costo de transmisión y sus componentes). En dicho estudio no se proponen indicadores asociadas a la comercialización debido a que a esa fecha no se conocía el proyecto de ley de portabilidad. No obstante, se podría concluir que todas las actividades de monitoreo utilizados, por ejemplo, en España y PJM (sección 4.7 y 5.6), podrían ser llevadas a cabo por la CNE.

El proyecto de ley de portabilidad establece en su Artículo 122-11 que SEC es la institución encargada de fiscalizar el cumplimiento y monitorea el desempeño de las condiciones establecidas en las licencias para la prestación del servicio del comercializador. Si bien en el proyecto de ley se establece que la CNE es la institución encargada de entregar las licencias, en el Artículo 122-13 se establece que SEC tiene la potestad de revocar la licencia de comercializador, previo informe de la Comisión Nacional de Energía. Por otra parte, en el Artículo 122-21 también se establece como función de la SEC monitorear el desempeño del Gestor de Información.

7 Propuestas Inserción del Comercializador

7.1 Estrategia de monitoreo de mercado

7.1.1 Lineamientos generales

Intuitivamente, se puede pensar que la creación de mercados competitivos únicamente requerirá el levantamiento de barreras y con ello la remoción de la regulación existente previo a la creación de los mercados competitivos, y así, la simple ausencia de regulación llevará a que los mercados competitivos florezcan. Lamentablemente, lo anterior no siempre es cierto, y en particular, no lo es para los negocios de infraestructura, donde existen pocos actores relevantes y donde se requiere la utilización de un activo común para la prestación del servicio (infraestructura denominada como activo esencial). Así, la praxis de creación de mercados competitivos viene acompañada de una serie de regulaciones adicionales que permiten garantizar la competencia en igualdad de condiciones para todos los agentes de un determinado mercado. Con todo, se debe tener presente que tal como no existen mercados perfectos tampoco existe la regulación perfecta, y con ello el desafío de la autoridad está siempre entre crear mercados imperfectos o regulaciones imperfectas

Con esto en mente, la creación de mercados competitivos requiere por un lado una batería de adecuaciones regulatorias y de nuevos documentos normativos (ver sección 7.3 y 7.4) y por otro la incorporación de nuevas competencias a los organismos reguladores y fiscalizadores para monitorear el desarrollo y comportamiento del nuevo mercado competitivo y de ser necesario sancionar a los agentes que no se comporten adecuadamente. La importancia del monitoreo del mercado reside en tener indicadores objetivos y transparentes por parte de la autoridad, que le permitan evaluar si las políticas implementadas van en la dirección correcta o si éstas requieren algún tipo de reparación, junto con permitir inferir el comportamiento competitivo o no de los agentes que participan de este mercado.

La necesidad de garantizar la existencia de mercados competitivos en algunos sectores con infraestructura común (facilidad esencial) provocó que en España se creará incluso una nueva institucionalidad en materia de competencia dada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con el mandato de *“garantizar, preservar y promover el correcto funcionamiento, la transparencia y la existencia de una competencia efectiva en todos los mercados y sectores productivos, en beneficio de los consumidores y usuarios. Así como velar por una regulación eficiente”*¹¹³. La CNMC supervigila los mercados de gas, electricidad, telecomunicaciones, ferroviario, aeroportuario y postal, siendo esto un claro ejemplo, de que, al menos desde la perspectiva española, la tarea de monitoreo y

¹¹³ <https://www.cnmc.es/sobre-la-cnmc/que-es-la-cnmc>

supervisión de la competencia es tarea del organismo regulador y no de algún otro agente del mercado eléctrico.

Por su parte, en PJM el monitoreo del mercado mayorista recae en una corporación independiente, distinta del operador de sistema (RTO) y del regulador directo (FERC). En sus reportes el ente encargado de monitoreo analiza, además del mercado, la eficiencia y eficacia de las reglas de mercado en ejercicio, incluyendo indicaciones orientadas a mejorar la competencia, entre otros.

La propuesta de monitoreo planteada se realiza tomando en cuenta los antecedentes de la revisión internacional, la legislación vigente y de la documentación oficial asociada al Proyecto de Ley de Distribución Eléctrica. Para abordar esta actividad, en esta primera etapa se propone una lista de indicadores que permiten monitorear la operación del mercado eléctrico considerando la entrada del nuevo comercializador de energía en el mercado de la energía, potencia y servicios complementarios.

7.1.2 Propuesta administrativa

De acuerdo al análisis realizado en la sección “6.6 Análisis inserción administrativa y monitoreo”, se identifican 3 instituciones claves en las actividades de monitoreo asociadas a la introducción del comercializador: 1) El Coordinador Eléctrico Nacional, institución encargada de monitorear la competencia mercado eléctrico, lo cual incluye las actividades del comercializador y el mercado de la distribución, en la medida que las acciones que llevan a cabo estos agentes pudieran afectar la operación del mercado spot de la energía y el mercado de servicios complementarios (funciones actualmente realizadas que no deberían cambiar con la introducción del comercializador); 2) Comisión Nacional de Energía, institución con el mandato legal de monitorear en su forma más amplia la operación del sector energético, incluidas las actividades de competencia del mercado y comercialización¹¹⁴; 3) SEC, institución encargada de monitorear el funcionamiento del Gestor de Información (GDI) y verificar el cumplimiento de reglamentos y normas. A esto se suma el rol que tendrá el GDI en post de levantar la información necesaria que ayudará a monitorear el comportamiento del sector y cálculo de indicadores.

De acuerdo a lo analizado en secciones anteriores, actualmente la Ley General de Servicios Eléctricos establece que el Coordinador es la institución encargada del monitoreo de la competencia del mercado eléctrico. Estas labores estarían limitadas a las actividades que pudieran afectar el mercado spot de la energía, servicios complementarios y licitaciones organizadas por el Coordinador. No obstante lo anterior, el monitoreo de la competencia

111: Esta interpretación del equipo consultor fue discutida con contraparte técnica en reunión del 4 de noviembre.

en su forma más amplia y el análisis del comportamiento del mercado considerando la figura del comercializador sería labor de la Comisión Nacional de Energía y es esta institución quién debería ser la encargada de mantener y actualizar la lista de indicadores que se describen a continuación. Las otras instituciones (Coordinador, GDI, empresas, etc.), deberían proveer de la información necesaria o faltante (información a la cual no puede acceder la CNE) para el cálculo de estos indicadores según se describe a continuación (ver columna “Origen de la información”).

Si bien se propone como norte que el monitoreo lo realice una institución independiente a las existentes actualmente en Chile, la introducción de esta nueva institución requeriría modificaciones legales. En ese sentido se proponen dos fases:

- 1ª fase: sobre la base de la institucionalidad vigente CNE se centra en el mercado en general (incluida la comercialización) y el coordinador se enfoca en el mercado mayorista asociado a la operación/coordinación de éste. Esto produce facultades disgregadas y con grados de traslapes entre entidades. No obstante, esto último también puede verse como una ventaja al reducir los riesgos de que se pasen por alto problemas. Asimismo, en el caso de CNE, esta nueva labor debe venir acompañada de los recursos adicionales necesarios.
- 2ª fase: Creación de Entidad independiente, no necesariamente exclusiva, en la materia de monitoreo que agrupe y supervigile todo el sector energético para reducir la miopía sectorial. Esto podría ser la evolución de los departamentos respectivos de coordinador y CNE de la 1ª fase.

7.1.3 Propuesta de Indicadores

La siguiente tabla muestra la propuesta de indicadores y con los siguientes atributos asociados: Descripción, Fórmula, Unidad de medida, Origen de la información, Periodo de actualización y Nivel de desagregación espacial. Se indica una clasificación respecto del ámbito objetivo de la medición en cada caso.

Tabla 7.1: Propuesta de indicadores de monitoreo de mercado

ID	Nombre	Clasificación	Descripción	Fórmula	Unidad	Origen de la información	Periodo de actualización	Nivel de desagregación espacial
1	Comercializadores activos	Estructura de mercado	Número de comercializadores activos por tipo de licencia. Se monitorea evolución de este indicador a lo largo del tiempo.	(no aplica)	Valor numérico	CNE	Semestral, anual	Por comunas (durante periodo de transición), por área de concesión de distribuidoras, a nivel país
2	Comercializadores que pierden licencia.	Estructura de mercado	Número de comercializadores que han perdido su licencia.	(no aplica) El indicador se puede expresar por tipo de licencia.	Valor numérico	CNE, con el apoyo de la SEC ¹¹⁵ .	Semestral, anual	Por comunas (durante periodo de transición), por área de concesión de distribuidoras, a nivel país
3	Energía total suministrada por comercializadores	Estructura de mercado	Porcentaje de energía suministrada por comercializadores	$\frac{\sum_i E_i}{E_{total\ suministrada}} * 100\%$ $E_{total\ suministrada} = \sum_i E_i + \sum_d E_d$ <p>Donde E_i es la energía suministrada por comercializador i y E_d corresponde a la energía suministrada por distribuidoras ("comercialización regulada"). El indicador se puede calcular considerando los tipos de clientes (pequeño, mediano y grande) que son suministrados por comercializadoras y distribuidoras.</p>	%	GDI (para energía suministrada en áreas de concesión de distribuidoras). Comercializadores para otros clientes. La información sin nivel de desagregación por tipo de cliente podría ser provista por el Coordinador (retiros de energía).	Mensual, trimestral, anual	Por comunas (durante periodo de transición), por área de concesión de distribuidoras, a nivel país.
4	Consumidores suministrados por comercializadores	Estructura de mercado	Porcentaje de clientes suministrados por comercializadores	$N_i = \frac{Clientes\ con\ comercializador\ i}{Clientes\ totales} * 100\%$ <p>El indicador se puede calcular considerando los tipos de clientes (pequeño, mediano y grande)</p>	%	GDI (para energía suministrada en áreas de concesión de distribuidoras)	Mensual, trimestral, anual	Por comunas (durante periodo de transición), por área de concesión de

¹¹⁵ El Artículo 122°-13 establece que es la SEC quien puede revocar licencia, previo informe de la CNE.

ID	Nombre	Clasificación	Descripción	Fórmula	Unidad	Origen de la información	Periodo de actualización	Nivel de desagregación espacial
				que son suministrados por comercializadoras y distribuidoras.		Comercializadores para otros clientes.		distribuidoras, a nivel país
5	Cambio de suministro	Estructura de mercado Nivel de fidelización	Variación del número de clientes que se cambiaron desde distribuidoras a comercializadores (y viceversa) para periodo de actualización.	$\Delta = \frac{NC_t - NC_{t-1}}{NC_{t-1}} * 100\%$ <p>Donde NC_t corresponde al número de clientes en el periodo t.</p>	%	GDI (para energía suministrada en áreas de concesión de distribuidoras).	Mensual, trimestral, anual	Área de concesión de empresa distribuidoras, a nivel nacional.
6	Participación de mercado	Estructura de mercado Concentración de mercado Competitividad	Porcentaje de participación de mercado de empresas comercializadoras con respecto al total de energía suministrada en el mercado.	<p>Volumen de ventas de energía a clientes finales de una empresa comercializadora sobre el volumen de ventas totales:</p> $\frac{E_i (MWh)}{E_{total\ suministrada}} * 100\%$ $E_{total\ suministrada} = \sum_i E_i + \sum_a E_a$ <p>El indicador se puede calcular considerando los tipos de clientes (pequeño, mediano y grande) que son suministrados por comercializadoras y distribuidoras.</p> <p>Asimismo, este indicador se podría calcular también para el caso particular de aquellos comercializadores que no tienen activos de generación.</p>	%	GDI (para energía suministrada en áreas de concesión de distribuidoras). Comercializadores para otros clientes.	Mensual, trimestral, anual	Por comunas (durante periodo de transición), por área de concesión de distribuidoras, a nivel país
7	Participación de mercado de empresas comercializadoras relacionadas con distribuidoras	Estructura de mercado Concentración de mercado Competitividad	Participación en el mercado de la energía de empresas comercializadoras cuyos dueños tienen relación de propiedad con empresas distribuidoras.	$\frac{EC_i (MWh)}{E_{total\ suministrada}} * 100\%$ <p>Donde EC_i es la energía suministrada por comercializador i que tiene relación de propiedad con distribuidora de área de concesión de sus clientes.</p>	%	GDI (para energía suministrada en áreas de concesión de distribuidoras). Comercializadores para otros clientes.	Mensual, trimestral, anual	Área de concesión de empresa distribuidoras.

ID	Nombre	Clasificación	Descripción	Fórmula	Unidad	Origen de la información	Periodo de actualización	Nivel de desagregación espacial
						Servicio de Impuestos Internos (para identificar empresas relacionadas)		
8	Participación de mercado de empresas comercializadas relacionadas con empresas de generación	Estructura de mercado Concentración de mercado Competitividad	Porcentaje de energía comercializada por empresas de generación a través de empresas comercializadoras	$\frac{EC_{ij} (MWh)}{E_{suministrada j}} * 100\%$ <p>Donde EC_i es la energía suministrada por comercializador i que tiene relación con la empresa de generación j.</p>		GDI (para energía suministrada en áreas de concesión de distribuidoras). Comercializadores para otros clientes.	Mensual, trimestral, anual	Área de concesión de empresa distribuidoras.
9	Índice de Herfindahl y Hirschman (HHI)	Estructura de mercado Concentración de mercado Competitividad	Medición de la competitividad de un mercado.	$HHI = 10.000 \times \sum_{i=1}^n s_i^2$ <p>Donde s corresponde al poder de mercado del comercializador y n al número total de comercializadores.</p> <p>El indicador también se puede calcular considerando los tipos de clientes (pequeño, mediano y grande)</p>	Valor numérico	GDI (para energía suministrada en áreas de concesión de distribuidoras). Comercializadores para otros clientes. Coordinador Eléctrico.	Mensual, Anual	Por comunas (durante periodo de transición), por área de concesión de distribuidoras, a nivel país
10	Curva de concentración de la comercialización de energía	Estructura de mercado Concentración de mercado Competitividad	Curva que representa el porcentaje acumulado de la participación de cada empresa sobre el total	Volumen de ventas de energía a clientes finales sobre el volumen de ventas totales. A partir de esta información se estima la participación acumulada por empresas según la participación total de mercado. El siguiente gráfico muestra un ejemplo de este tipo de curva.	%	GDI (para energía suministrada en áreas de concesión de distribuidoras). Comercializadores para otros clientes.	Anual	Por comunas (durante periodo de transición), por área de concesión de distribuidoras, a nivel país

ID	Nombre	Clasificación	Descripción	Fórmula	Unidad	Origen de la información	Periodo de actualización	Nivel de desagregación espacial
11	Concentración de comercializadores según área de concesión	Estructura de mercado Concentración de mercado Competitividad	Cantidad de comercializadores activos según área de concesión y segmento de comercialización, por sobre el total activo de comercializadores.	$\frac{\text{Cantidad de comercializadores por zona}}{\text{Total de comercializadores en el mercado}} * 100\%$	%	CNE	Anual	Área de concesión y segmento de comercialización
12	Evolución de precios de la energía ofrecido por comercializadores	Operación de mercado Precio/Competitividad	Variación del precio promedio de venta de energía de comercializadores. Se monitorea valor absoluto y variaciones mensuales.	$\overline{PC}_m = \frac{\sum_{i,j} E_{i,j,m} \times P_{i,j,m}}{\sum_{i,j} E_{i,j,m}}$ <p>Donde \overline{PC}_m es el precio promedio mensual ofrecido por comercializador i, $E_{i,j,m}$ es la energía vendida por el comercializador i al cliente j en el mes m, y $P_{i,j,m}$ es el precio de la energía (descontando las componentes no asociadas a la energía: peajes de transmisión, distribución, etc.).</p> <p>Variación mensual: $\frac{\overline{P}_m - \overline{P}_{m-1}}{\overline{P}_{m-1}}$</p> <p>Variación anual: $\frac{\overline{P}_m - \overline{P}_{m-12}}{\overline{P}_{m-12}}$</p>	\$/MWh, \$/kWh, % para variaciones.	GDI (para energía suministrada en áreas de concesión de distribuidoras). Si bien la oferta de planes de suministro que ofrecerán los comercializadores estará publicada en la página del GDI, se requería que comercializadores entreguen fórmulas (o precio ya calculados) para calcular suministro de energía efectivamente realizado, lo cual va a depender del tipo de	Trimestral, anual	Por comunas (durante periodo de transición), por área de concesión de distribuidoras, a nivel país

ID	Nombre	Clasificación	Descripción	Fórmula	Unidad	Origen de la información	Periodo de actualización	Nivel de desagregación espacial
						<p>tarifa contratada por los clientes (fija, variable, suministro ERNC, etc.)</p> <p>Comercializadores para otros clientes.</p> <p>CNE también tendría acceso a esta información proporcionada por comercializadores, de manera análoga como actualmente se calcula el indicador de precio medio de mercado.</p>		
13	Margen de comercialización de energía	Competitividad	Diferencia entre valorización de compras de energía y ventas de energía que realizan empresas comercializadoras.	$M_i = \frac{VCO_i - VVE_i}{VCO_i}$ <p>Donde M_i es el margen de comercialización de la empresa i, VCO_i es la valorización de los volúmenes de compra de energía, VVE_i es la valorización de las ventas de energía. El margen de comercialización promedio (indicador a publicar debido a eventuales problemas de confidencialidad de la información) es el siguiente:</p> $M = \frac{\sum_i M_i \times E_i}{\sum_i E_i}$	%	<p>GDI (para energía suministrada en áreas de concesión de distribuidoras).</p> <p>Comercializadores para otros clientes.</p> <p>Coordinador Eléctrico Nacional para valorizar retiros.</p>	Semestral, Anual	Segmento de comercialización
14	Comparación de precio de comercializadores versus precio distribuidoras	Operación de mercado Precio/Beneficios de la comercialización	Comparación de precio promedio de la energía ofrecido por comercializadoras versus precio de suministro de distribuidoras	$\Delta_m = \frac{\overline{PC_m} - \overline{PD_m}}{\overline{PD_m}}$ <p>Donde $\overline{PD_m}$ es el precio promedio mensual de la energía suministrado por la distribuidora.</p>	%	<p>GDI (para energía suministrada en áreas de concesión de distribuidoras)</p> <p>Comercializadores para otros clientes.</p>	Trimestral, anual	Por comunas (durante periodo de transición), por área de concesión de distribuidoras, a nivel país

ID	Nombre	Clasificación	Descripción	Fórmula	Unidad	Origen de la información	Periodo de actualización	Nivel de desagregación espacial
						CNE también tendría acceso a esta información proporcionada por comercializadores.		
15	Estimación de ahorro	Operación de mercado Precio/Beneficios de la comercialización	Estimación de ahorros que tuvieron clientes residenciales suministrados por comercializadores por haber dejado de comprar electricidad desde empresa distribuidora.	$\frac{\text{Precio promedio comercializador}}{\text{Precio promedio distribuidora}} * 100\%$	%	GDI (para energía suministrada en áreas de concesión de distribuidoras). Comercializadores para otros clientes.	Anual	Área de concesión y segmento de comercialización
16	Número de ofertas por tipo de tarifa y duración	Comportamiento de los agentes	Cantidad de ofertas según tipo de tarifa (fija o variable) y duración que comercializadores han publicado en página web del Gestor de Información.	(no aplica) Indicador se puede desagregar por tipo de cliente.	Valor numérico	GDI	Semestral	Por comunas (durante periodo de transición), por área de concesión de distribuidoras, a nivel país
17	Duración de contratos	Comportamiento de los agentes Nivel de suficiencia	Duración promedio de contratos de comercializadores con sus clientes.	(no aplica)	Número de meses, años	GDI (para energía suministrada en áreas de concesión de distribuidoras). Comercializadores para otros clientes.	Anual	Por comunas (durante periodo de transición), por área de concesión de distribuidoras, a nivel país
18	Porcentaje de energía respaldada por contratos de suministro	Comportamiento de los agentes Nivel de suficiencia	Porcentaje de la energía comercializada que está respaldada por contratos de suministro con generadores. El resto de la energía se obtiene del mercado spot.	$\frac{\text{Energía suministrada por contratos}}{\text{Energía total suministrada}} * 100\%$ El indicador se puede calcular considerando los tipos de clientes (pequeño, mediano y grande) que son suministrados por comercializadoras.	%	Coordinador Eléctrico.	Trimestral	A nivel nacional
19	Porcentaje de energía respaldada	Comportamiento de los agentes	Porcentaje de la energía comercializada que está respaldada por activos de generación.	$\frac{\text{Energía suministrada por contratos}}{\text{Energía activos generación}} * 100\%$	%	Coordinador Eléctrico.	Trimestral	A nivel nacional

ID	Nombre	Clasificación	Descripción	Fórmula	Unidad	Origen de la información	Periodo de actualización	Nivel de desagregación espacial
	por activos de generación	Nivel de suficiencia		<p>La “Energía activos de generación” se calcula considerando las metodologías de los pagos por potencia de suficiencia en el cual se consideran escenarios críticos de disponibilidad del recurso primario.</p> <p>El indicador se puede calcular considerando los tipos de clientes (pequeño, mediano y grande) que son suministrados por comercializadoras.</p>				
20	Retiros de energía desde mercado spot	Funcionamiento de mercado spot	Energía valorizada de retiros desde mercado spot que realizan comercializadoras	$R_i = \sum_t E_{i,t} \times CMG_t$ <p>Donde R_i es la valorización de los retiros a costo marginal que realiza el comercializador i, $E_{i,t}$ es la energía retira en la hora h y CMG_t es el costo marginal horario de la barra de retiro.</p>	CLP\$	Coordinador Eléctrico.	Mensual	A nivel nacional
21	Gastos cubiertos por generadores que participan del mercado spot	Funcionamiento de mercado spot	Porcentaje de costos de inversión, operación y mantenimiento de generadores que son cubiertos por ingresos por costo marginal y pagos potencia de suficiencia.	$\frac{CMG + Ps + SSCC}{AVI + COMA}$ <p>Donde CMG corresponde a los ingresos totales por ventas de energía a costo marginal, Ps corresponde a los ingresos por pagos de suficiencia, SSCC corresponde a los ingresos por servicios complementarios, AVI es el valor anual de inversión y COMA son los costos de operación y mantenimiento anual.</p> <p>Los generadores que no logran comercializar su energía venderán su energía al mercado spot, lo cual no necesariamente es garantía de que puedan cubrir sus costos de inversión y operación. La energía que ellos no logren comercializar, estará siendo comercializada por otra institución (por ejemplo, vendiendo dicha energía a costo marginal) que no necesariamente tiene activos de generación (se prevé un aumento de competencia para generadores actuales).</p>	%	Coordinador Eléctrico.	Semestral, anual	A nivel nacional

ID	Nombre	Clasificación	Descripción	Fórmula	Unidad	Origen de la información	Periodo de actualización	Nivel de desagregación espacial
22	Calidad de comercialización	Comportamiento de los agentes Calidad del servicio	Número de reclamos realizados por usuarios en contra de comercializadas según el total de usuarios.	$\frac{\text{Cantidad de reclamos}}{\text{Usuarios totales}} * 100\%$	%	GDI (para energía suministrada en áreas de concesión de distribuidoras). Superintendencia de Electricidad y Combustible.	Trimestral, anual	Área de concesión y segmento de comercialización

7.2 Otorgamiento de Licencias

7.2.1 Lineamiento general

Para el otorgamiento de licencias será necesario explicitar para qué servicios o productos ofrecidos por un comercializador se requieren licencias y para cuales no, esto para que las licencias no se conviertan en barreras de entrada para la aparición de nuevos agentes como agregadores, estaciones de carga de vehículos eléctricos, entre otros, sin que esto implique que aquellos comercializadores que quieran, además de vender energía, ser agregadores o tener estaciones de carga, también lo puedan hacer, de manera de maximizar la cantidad de oferentes y que ello a la larga redunde en competencia que se traduzca en una disminución en el precio del servicio ofrecido al cliente final.

Un ejemplo de cómo el aumento de requisitos jugó en contra de la proliferación de un determinado producto, fue el requerimiento establecido en la regulación española respecto a los Servicios de Recarga, donde por varios años se requirió que fuese un agente más del mercado, con toda la carga de habilitación que ello significa, hoy, dada la insuficiente instalación de estaciones de carga (y los efectos disuasivos que ello provoca en la adquisición de vehículos eléctricos), la legislación española decidió relajar los requisitos para las estaciones de carga, indicando que cualquier consumidor del sistema eléctrico podría hacerlo, poniendo como condiciones sólo los estándares técnicos que permitan proveer este servicio de manera segura.

De esta manera, las condiciones para los distintos nuevos agentes debiesen ser establecidas en forma independiente, sin perjuicio que un agente pueda adoptar más de un rol cumpliendo copulativamente los requisitos de cada uno de los roles. En este sentido, además de distinguir entre roles, se debe distinguir entre i) requisitos económicos y financieros para permitir la cadena de pagos en un determinado segmento y entre ii) requisitos técnicos y de factibilidad que permiten proveer un determinado servicio o producto con los estándares de calidad suficientes ya sea para garantizar la continuidad de servicio del sistema eléctrico en su totalidad o la calidad de producto que reciben el resto de los usuarios conectados a la red. Es decir, por ejemplo, la factibilidad técnica para activar un determinado servicio de respuesta a la demanda debiese estar definido por el organismo correspondiente, en este caso la CNE atendiendo los requerimientos del Coordinador Eléctrico Nacional, y tales requisitos deberían ser satisfechos por todos los agentes (ya sea desde activos de generación, de demanda u otro) que quieren participar de su provisión, debiendo existir entonces los mecanismos de verificación y habilitación para participar en el servicio, así como las reglas claras de cómo tales servicios serán remunerados.

Considerando entonces que cada rol debiese estar definido en forma independiente y que sus respectivos requerimientos también lo deberían estar (para evitar barreras de entrada

para aquellos agentes que exclusivamente quieren cumplir un rol) y teniendo en cuenta además que los montos monetarios asociados a los potenciales nuevos roles no son significativos (por ejemplo, SSCC dónde eventualmente podrían participar agregadores, todavía no constituye un monto relevante dentro de las transacciones del mercado eléctrico), se recomienda poner la atención al menos inicial (y probablemente también en el mediano plazo) en las licencias asociadas a la comercialización de energía, que representa, hoy en día, el producto de mayor valor en el sector eléctrico y por tanto el más sensible para garantizar la cadena de pagos en el mercado y consecuentemente la operación segura y permanente del sistema eléctrico.

Así, a la hora de definir los requerimientos de licenciamiento para las comercializadoras de energía, se debe tener totalmente presente el compromiso entre garantizar la cadena de pagos y promover la competencia en el sector de comercialización, puesto que montos muy altos para participar disminuyen los riesgos en caso que un comercializador salga del mercado o no cumpla sus compromisos, pero, por otro lado, implica un requisito que tal vez sólo comercializadores grandes están en condiciones de cumplir. A su vez, requerimientos menores a la participación, favorecerán la entrada y salida de comercializadores (disminución de barreras), pero podrían generar sobre incentivos a tomar posiciones más riesgosas por parte de los comercializadores y ello a la larga alterar la integridad del mercado eléctrico.

Una idea para equilibrar las dos fuerzas señaladas (garantías versus disminución de barreras de entrada y salida), es que los compromisos monetarios que deba cumplir un comercializador sean proporcionales a su tamaño, y de esta manera, comercializadores independientes y pequeños no deban cumplir en términos absolutos los mismos requerimientos que los grandes comercializadores (asociados mayoritariamente a generadores con elevadas participaciones de mercado).

En este sentido vale la pena destacar el caso español, en donde todos los comercializadores que participan del mercado libre, esto es, sin considerar las comercializadoras de referencia que atienden a clientes regulados, deben dar una garantía que corresponde a aproximadamente un mes de sus ventas de energía (valor que nunca puede ser menor a los diez mil euros), de esta manera se garantiza que en caso de problemas financieros de un comercializador determinado, siempre se tenga caja para garantizar la cadena de pagos para el siguiente mes, aprovechando dicho plazo para que los clientes que perdieron a su suministrador puedan contratarse con un nuevo comercializador. Por tanto, los comercializadores grandes deberán disponer de un monto mayor de garantía en términos absolutos que aquellos comercializadores más pequeños, pero teniendo en cuenta, que ambos deben entregar garantías por un periodo apropiado de operación, en relación con las capacidades y plazos contables para determinar insolvencias.

7.2.2 Propuesta sobre licencias

Siguiendo la estructura y roles de los órganos reguladores, el otorgamiento de licencias sería área de injerencia de la SEC, tal y como ocurre con los Pequeños Medios de Generación y las concesiones de distribución. No obstante, por las características del segmento se considera apropiado que en el proceso de otorgamiento de licencias se incluya a la CNE para el visado de solicitudes, particularmente cuando involucran actividades comerciales en que la CNE tiene mejores competencias y atribuciones complementarias.

La Tabla 7.2 resume los requisitos encontrados en la revisión de la reglamentación de los países analizados. Cabe destacar la disparidad entre procedimientos y requisitos, muy ligados a la estructura resolutoria de cada país, que va más allá del sector eléctrico.

Tabla 7.2: Síntesis requisitos para licencias de comercialización en mercados analizados

Colombia	España	USA-PJM - Illinois	Chile (DFL4, DS327, Concesiones de Dx)
<ul style="list-style-type: none"> • Ser empresa de servicios públicos domiciliarios o cualquier otro agente económico con fines análogos. • Llevar contabilidad para Comercialización separada de las demás actividades que realice. • Definir y publicar las condiciones uniformes de los contratos que ofrece, (caso Usuarios regulados). • Registro en ASIC (OIS) certificados: existencia, estatutos, representante legal • Contrato con ASIC para participar en el MEM • Garantía 	<ul style="list-style-type: none"> • Hacerse sujeto en el mercado eléctrico • Suscribir reglas del mercado mayorista y de comercialización. • Entrega de garantías. <p>Para comercializador de referencia además:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Capital social > 500 mil euros. • Haber sido comercializador en últimos 3 años, sin faltas/sanciones. • No haber visto traspasado sus clientes por resolución firme, éste o empresas / grupos económicos vinculados. • Tener un mínimo de 25 mil clientes en último año. 	<ul style="list-style-type: none"> • Empresa constituida bajo las normas del estado. • Aprobación del la Comisión de Comercio de Illinois. • Calificación financiera clase A2 o superior • fianza según segmento, miles-USD (30, 150, 300) • Garantía o línea de crédito en RTO ,según segmento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sólo personas o sociedades excluyendo sociedades en comandita por acciones. • Memorias explicativas • Plano de obras, costos, predios afectados, servidumbres y contratos voluntarios de los mismos. • Escritura de la sociedad, vigencia, representante y poderes. • Otorgada por la SEC • Procedimiento con plazos, hitos y obligaciones de informar.

Los principios aplicables propuestos a la determinación de licencias y garantías se resumen como sigue:

- Principios de orientación
 - Mínima exigencia necesaria para evitar barreras
 - Garantías financieras proporcionales al “tamaño del agente” y diferenciado por cadena de pago en cuestión (spot de Energía más volátil que peajes)
 - Específico para modelo de negocio (comercialización libre/regulado, agregador de RD, otro)
 - Copulativos (no exclusivos) de modo que un agente pueda tener más de una licencia
- Caso particular del Agregador de Recursos Distribuidos (ARD)
 - Existencia del servicio explícito diferenciado (estructura, remuneración, condiciones, procedimientos...) a nivel del Coordinador y los mercados involucrados.
 - Factibilidad técnica en una zona CNE/SEC.
 - Verificación administrativa (acuerdos contrato) con los RD involucrados.
 - Verificación/Validación técnica por parte del CE para participar en SSCC para el segmento respectivo.
- Otros
 - Énfasis inicial en el caso de comercialización de energía.
 - Partir por la comercialización pura para cliente libre como una forma de propiciar primero ingreso de nuevos agentes.

7.2.3 Propuesta sobre garantías

La Tabla 7.3 resume los criterios sobre las garantías exigidas en cada mercado revisado. Se incluye, para el caso nacional, para la participación en el mercado de corto plazo de balances y transferencias entre empresas generadoras. Se observa la disparidad de criterios entre los mercados, probablemente influenciados por cuestiones ajenas a los sectores propiamente de la industria eléctrica. No obstante, se identifican dos enfoques para determinar las garantías. El primero (PJM y estados) se centra en la calificación crediticia de la empresa. El segundo, garantía explícita de monto abierto (Colombia) y fijo (España, Chile). En el último caso el monto de la garantía es directamente proporcional a la magnitud de las compras en el mercado mayorista y un espacio de tiempo. Dicho espacio guarda relación con el tiempo de reacción del sistema para identificar y procesar un incumplimiento de pago. En el caso chileno este espacio es de 3 meses, según estipula el reglamento de coordinación, y asciende a los montos máximos estimados en un año bajo escenario de peor caso.

Tabla 7.3: Síntesis de garantías de mercados analizados

	Colombia	España	USA-PJM / Illinois	Chile (Gx)
Mayorista	<ul style="list-style-type: none"> • 4 Pagares en Blanco • Contabilidad separada • Entrega de estados financieros 	<ul style="list-style-type: none"> • Garantía explícita • Max (v1,v2) v1= 10 mil-euros v2= Compras de Energía x 34 días <p>Comercializador de Ref</p> <ul style="list-style-type: none"> • Capital social > 500 mil-euros 	<ul style="list-style-type: none"> • Calificación Financiera -> Monto de Crédito • Monto de crédito adicional respaldado en garantía explícita 	<ul style="list-style-type: none"> • Garantía Explícita por monto igual a peor escenario de déficit en 3 meses en año calendario proyectado
Minorista	<p>Caso clientes regulados</p> <ul style="list-style-type: none"> • Definición y publicación de condiciones y contratos (en la práctica no ha ocurrido) 	<ul style="list-style-type: none"> • Antigüedad > 3 años continuos y sin sanciones • #clientes > 25.000 en últimos 12 meses. 	<ul style="list-style-type: none"> • Según segmento • Calificación financiera (crédito en RTO > max {.5, 5%V}, {.75, 7.5%V} {1, 10%V } o garantía explícita • + fianza según segmento, miles-USD (30, 150, 300) 	-

Sobre la base del principio de no discriminación, la garantía exigible a un comercializador se propone como análoga a la exigible a una empresa generadora deficitaria y debería ser determinada, ajustada y tratada de la misma forma. Asimismo, en la medida de que no pueda establecerse un esquema basado en análisis de riesgo financiero, una garantía similar puede establecerse para cautela los compromisos de pagos de peajes en transmisión y distribución.

En relación al tipo de instrumento financiero para las garantías, los artículos 156 a 158 del reglamento de Coordinación (DS 125/2017) ya establecen sus características básicas e instruye al coordinador respecto de su validación. Por ello, se considera pertinente mantener estos criterios e innecesario ser taxativos sobre instrumentos específicos.

7.2.4 Integración del comercializador en balances del mercado de corto plazo

El comercializador ingresaría como un nuevo coordinado que puede comprar energía en el mercado spot y que por tanto participa en los balances y transferencias entre empresas generadoras (en este nuevo contexto “generadoras/comercializadoras”). Los lineamientos generales propuestos son los siguientes:

- Tratamiento del comercializador similar a un generador deficitario que tiene contratos con otros generadores (traspaso del usuario final).

- A todo generador que contrata con un comercializador se le imputan los retiros del comercializador en los balances de energía y potencia, bajo las condiciones del contrato.
- De esta manera el contrato reduce los montos de las garantías necesarias del comercializador.
- Garantías de contratación y financieras del PdL de Portabilidad quedan acopladas a un único criterio económico, proporcional a tamaño y riesgo.
- Participación en SSCC y otros servicios por medio de modelos explícitos para demanda (Ej. servicios de interrupción)

7.3 Cambios Regulatorios pro Eficiencia Económica

7.3.1 Lineamiento general

Se debe destacar que los dos elementos claves que se deberían esperar con el aumento de la competencia en el mercado minorista son la disminución de precios (eficiencia económica) y la aparición de nuevos productos y/o servicios. Por tanto, tendremos una buena política pública si los precios efectivamente disminuyen, o si al menos los precios no suben y además aparecen nuevos productos o servicios (esto es, que nadie empeora su posición luego de la implementación, es decir, una solución Pareto óptima). En este contexto, y para analizar el impacto de la política en términos de eficiencia económica, debemos distinguir entre períodos y entre segmentos de clientes.

En el corto plazo, por ejemplo, si la aplicación fuera inmediata, los clientes que se van liberando paulatinamente (en la medida que los contratos actuales de licitaciones se van extinguiendo) optarán obviamente a mejores tarifas que las actuales, no obstante, no sabremos si esto se produce por efecto de la mayor competencia minorista o porque simplemente el mercado regulado arrastra, a la fecha, contratos caros de energía. En el mediano plazo, cuando los contratos caros desaparezcan o pierdan importancia relativa, es dónde efectivamente se debe tratar de analizar cuantitativamente los beneficios esperados de la comercialización. Consecuentemente, para imaginarnos los potenciales efectos en el mediano plazo, es interesante hacer el análisis distinguiendo entre clientes no domésticos y domésticos, ya que sus incentivos y su nivel de atractivo para los comercializadores pueden ser diferente, sobre todo en el corto-mediano plazo donde no se espera la irrupción masiva de nuevos productos y servicios dada la naturaleza homogénea del bien en cuestión.

Por ejemplo, para los clientes no domésticos dado que el costo de la energía puede ser significativo en sus procesos comerciales y/o productivos estarán interesados en buscar buenas ofertas de energía entre los distintos comercializadores (en el caso de España, la

tasa de cambio en este segmento es superior al 20% y sólo de 8% para el caso doméstico), al mismo tiempo los comercializadores que deben utilizar eficientemente sus recursos dado que enfrentan competencia, naturalmente tenderán a concentrarse en aquellos clientes que le reportan mayores ingresos, esto es, aquellos de mayor consumo, por lo que se da la grata coincidencia en que los clientes estarán buscando mejores contratos y los comercializadores se estarán disputando a estos clientes atractivos, por lo tanto, en este segmento se podría esperar una acción positiva de la comercialización dado el dinamismo e incentivos tanto de la oferta como la demanda, logrando de forma natural la eficiencia económica (tanto asignativa como productiva) deseada.

Donde quedan dudas es si acaso en el segmento doméstico se lograrán los mismos efectos, los clientes residenciales al ser menos elásticos al precio y a que el costo de energía no representa un monto tan elevado en su canasta de bienes (obviamente esto no aplica para clientes vulnerables que deben ser protegidos por la autoridad) no tendrán los mismos incentivos para buscar a un nuevo suministrador (sus costos de cambio podrían ser mayores), a su vez estos clientes al no consumir volúmenes significativos de energía probablemente tampoco serán buscados intensamente por los comercializadores, en virtud de lo cual, en este segmento el nivel de dinamismo de la competencia pareciese menor y por tanto los beneficios también podrían ser menores, beneficios que podría disminuir aún más si se consideran los cargos por el gestor de información y los requerimientos de concurrir al pago de los montos mínimos de energía licitados para los clientes regulados.

La evidencia del caso Español muestra que la competencia en el mercado minorista es más difícil de conseguir en el segmento doméstico que en el no doméstico, de hecho, en el sector doméstico la tasa de cambio de clientes es mucho menor (8% versus 27% en el caso industrial), el número de comercializadores independientes es menor (la mayor parte de la energía de los clientes domésticos es suministrada por los comercializadores tradicionales, cerca del 92%), y el margen de las comercializadoras en el mercado doméstico son mayores que en el no doméstico. Esto hace recomendar a la autoridad que la incorporación del comercializador, dado que se debe hacer en forma progresiva producto de los contratos de licitación de energías ya firmados y vigentes, se haga incorporando paulatinamente primero al segmento no doméstico de manera de fortalecer la competencia precisamente en el segmento en que se da el dinamismo suficiente para lograr la eficiencia económica, y a la luz de dichos resultados, tomar una decisión informada para incorporar al segmento residencial en el mundo de la comercialización.

Complementario a lo expuesta se presentan los siguientes temas pro eficiencia económica cuya instauración amerita un análisis más profundo de costo beneficio.

7.3.2 Estandarización de contratos

7.3.2.1 General

En contraste con la experiencia internacional, en el mercado eléctrico nacional, existe un retraso en el camino hacia la estandarización de los contratos de suministro, en complemento a los contratos sobre el mostrador existentes. La estandarización de contratos permite transar, con simetría de información, productos homogéneos de fácil comparación permitiendo, entre otros, aprovechar oportunidades en distintas escalas de tiempo, aportando flexibilidad y liquidez a suministradores, usuarios y particularmente a comercializadores al permitirles más opciones para balancear su cartera. Asimismo, la estandarización permite aprovechar plataformas formales de transacción de valores con todas las ventajas que ello conlleva.

Como punto de partida para el caso nacional se plantea el establecimiento de programas piloto, por grupos de clientes libres en zonas del país. A modo ilustrativo, en los siguientes párrafos se presenta la propuesta y avances para la estandarización de contratos en el mercado eléctrico colombiano.

7.3.2.2 Ejemplo propuesta MAE de contratos en Colombia

Conforme a lo mencionado en la Misión de Transformación Energética, Foco 1, la Resolución CREG 079 de 2019 busca alinear el mercado bilateral con los principios generales de los mercados organizados, evitando específicamente la posibilidad de que los participantes del mercado arbitren diferentes entornos de mercado. En particular, postula que:

- La transferencia de precios (del comercializador al consumidor regulado) es factible solo a través de (i) contratos que se registran a través de subastas formales organizadas por comercializadores, (ii) compras en el mercado spot, o (iii) contratos registrados a través de Mercado Anónimo Estandarizado (MAE) con licencia (mercados estandarizados y anonimizados, definidos en CREG 114).
- Las subastas formales organizadas por los comercializadores deben definir contratos estandarizados de precio fijo (que podrían indexarse con índices de precios oficiales del Gobierno) para cantidades horarias fijas (o con patrones predeterminados) de energía.
- Las compras a través de subastas formales organizadas por un comercializador a un generador integrado son limitadas (con límites que disminuyen del 50% de su demanda regulada en 2020 al 10% en 2025).

- Los resultados de la subasta (precios promedio) deben ponerse a disposición del público.

Habilitar un MAE implica consideraciones en el diseño de la comercialización, según recomendaciones del Foco 1 de la Misión de transformación energética, se sugieren las siguientes acciones:

- Debe establecerse un límite en el porcentaje de los costos de riesgo de contraparte (riesgos de incumplimiento que hacen que sea difícil determinar si el mercado bilateral a plazo está adecuadamente protegido contra la falta) que los comercializadores pueden transferir a los usuarios (porcentaje del total o hasta una cierta cantidad en pesos).
- Fortalecer el proceso de auditoría por transferir los costos mencionados en el punto anterior. Debido a que estos son pagados en su totalidad o en parte por los usuarios, debe existir transparencia absoluta al calcularlos.
- Exigir a los MAE que definan estándares mínimos de seguridad crediticia en su esquema de garantía. Por ejemplo, requerir modelos de riesgo para obtener niveles mínimos de confianza (95%, por ejemplo)
- Para definir el límite del costo que se puede transferir al usuario, el cálculo se puede realizar con un nivel de confianza dado (puede ser el mismo 95%) por encima del cual es el comercializador quien debe asumir el costo de las garantías. Esto ejerce presión sobre los comercializadores para desarrollar mecanismos para equilibrar la seguridad crediticia frente al desarrollo del mercado.
- Obligar a los comercializadores a reportar a la CREG todos los contratos realizados con partes relacionadas (nombres de partes relacionadas, precio, volumen, fecha). Mantener esta información oculta es una conducta segura para que las partes relacionadas no gestionen su conflicto de intereses.
- Todas las transacciones de mercado a plazo (en particular aquellas entre partes relacionadas) deben realizarse a precios de mercado¹¹⁶. Esto puede ser supervisado por la SSPD o por una entidad autorreguladora que debe tener acceso a toda la información de los mercados.
- Más aún, esta información sobre las transacciones en estos mercados bilaterales debe estar disponible (sin nombres de compradores y vendedores u otra información confidencial) para el público de una forma accesible.
- Es imperativo diseñar una regulación que alinee los intereses de los comercializadores del sector regulado con los de los consumidores.
 - Eventualmente, un mercado transparente y moderno permitiría a los usuarios cambiar de comercializador de manera eficiente, motivándolo así a

¹¹⁶ Señales de precio obtenidas en el mercado de corto plazo (spot).

- responder a los riesgos y objetivos de los usuarios. Esta situación debería ser un objetivo a largo plazo.
- Una forma directa de lograr la alineación de incentivos es evitar una transferencia del 100% de las compras en el mercado spot. Usar el promedio de mercado de los contratos que vencen en un período dado, como se muestra en la Resolución CREG 119 de 2007, expone a los comercializadores al riesgo del mercado a corto plazo, lo que los motiva a participar en el mercado de contratos a plazo de precio fijo.
 - La demanda no regulada debería poder negociar de manera independiente y directa con los generadores. La existencia de contratos marco para uso generalizado en toda la industria puede facilitar estas transacciones en el mercado OTC. Ahora, si los comercializadores deben mantenerse como intermediarios para la demanda no regulada, este último debería poder establecer relaciones simultáneas con tantos comercializadores como desee.

7.3.3 Mercado Financiero

Es usual en mercados desarrollados la participación activa del mundo financiero y de las bolsas de valores en el sector como una plataforma para el intercambio de productos estandarizados (contratos, derivados) en distintas escalas de tiempo que permiten gestionar riesgos y aportar liquidez al sistema.

La incorporación de los mercados financieros y bolsas de valores se basan en la creación de instrumentos transables comparables, en el que la estandarización de contratos es un primer paso. Luego de éste, se puede continuar con la implementación de derivados para la gestión de riesgo como las opciones, futuros y swaps. En virtud de que se trata de un sector no eléctrico, transversal de la economía, el rol que podría jugar el regulador en este proceso es más bien el de facilitador o articulador.

7.3.4 Financial Transmission Rights

En sistemas basados en precios nodales se tiene el problema de las alzas de precio derivadas de congestiones de la red. Si bien los precios nodales introducen señales de eficiencia en el corto plazo, dificultan la toma de decisiones en largo plazo. Esto último lleva a poder de mercado local que resta eficiencia al mercado. En los sistemas basados en precios zonales (Europa) no existe este problema, pero se pierde la señal de eficiencia de corto plazo. Un punto intermedio se logra con la implementación de derechos financieros de transmisión

(FTR), como se usa en el sistema de PJM. No obstante, su implementación es compleja y eventualmente costosa (dependiendo del estado de avance en automatización de los procesos)

Para su instauración en el sector eléctrico chileno sería necesario introducir un cambio, a nivel de ley, en la forma en cómo se remunera el sistema de transmisión. Esto se refiere a retirar el descuento que hacen los ingresos tarifarios por congestión de los valores anuales de transmisión, reduciendo los peajes respectivos a usuarios finales, para su reasignación a través de un mecanismo de FTR. Actualmente estas reducciones se reparten entre todos los usuarios, independientemente de su ubicación puntual y dificultad para conseguir contratos de suministro. Al asignarlos por medio de FTR estos serían redistribuidos a usuarios en nodos riesgosos desde el punto de vista de un suministrador. Esto, en la forma de contratos por diferencias, entre el punto de retiro y el del suministro contratado [11]. De esta manera, los usuarios conectados en nodos con riesgo de alza de precio por congestión incrementan sus posibilidades de conseguir contratos y con ello las condiciones de los mismos, atenuando el poder de mercado local.

7.3.5 Perfeccionamiento de los pagos por capacidad

Todos los mercados internacionales analizados, con la excepción de Australia NEM, poseen un mecanismo de pagos por capacidad. Si bien los mecanismos de determinación de precio y asignación son distintos, tienen un elemento en común que difiere del caso nacional. Este es, que el esquema internaliza cruces de oferta demanda y compromisos en adelanto, en fases de aproximación y ajuste progresivas con procesos que parten varios años a futuro del año objetivo de suministro.

Si bien el mecanismo de capacidad se encuentra en revisión, por motivos de la estrategia de flexibilidad con múltiples indicaciones de perfeccionamiento, ninguna de ellas aborda el adelanto con el que se establece la señal de suficiencia. Dado el contexto actual de capacidad de generación disponible del sistema eléctrico nacional, donde un racionamiento parece muy poco probable, no aparenta ser un tema de relativa urgencia. No obstante, la reglamentación debe hacerse cargo de todas las condiciones. En este sentido cabe detenerse en la suficiencia real de los contratos con generadores o la ausencia de ellos, particularmente cuando la entrada de la comercialización pura introduce la posibilidad de compra al mercado de corto plazo para dar suministro a usuarios finales. Esto último puede exacerbar el respaldar contratos, o la ausencia de los mismos, en términos puramente financieros, de modo que las partes involucradas se cubran de los perjuicios de una situación de suministro estrecho. Sin embargo, de acuerdo a nuestra legislación, en una situación de racionamiento el perjuicio del desabastecimiento lo perciben todos los

usuarios del sistema, incluidos aquellos que suscribieron contratos suficientemente respaldados en capacidad real y por tanto no causantes de situación de déficit.

En todos los países analizados que incluyen remuneración a la capacidad se encuentran elementos rescatables para el perfeccionamiento del mecanismo nacional. En particular el de PJM, más complejo y avanzado, incluye ofertas y despeje nodal del precio, participación de la demanda, compromisos de disponibilidad y desempeño de los recursos en situaciones de estrechez de abastecimiento. El mecanismo funciona en adelanto, con subastas que parten tres años antes del año objetivo e incluyen múltiples subastas de ajuste.

7.3.6 Perfeccionamiento del mercado spot

En este ámbito, los objetivos de perfeccionamiento planteados en la Estrategia de Flexibilidad se encuentran alineados con una mayor eficiencia de mercado de corto plazo y la inserción del comercializador. En particular, pasar del actual procedimiento de precios despejados expost a uno en tiempo real permitiría la captura de los beneficios de gestión de demanda y otros recursos por parte de comercializadores y agregadores. Elementos destacables de la Estrategia de Flexibilidad que promueven la eficiencia del mercado, según se detalla en ejes y acciones de ese plan, son los siguientes:

- 1.a: Perfeccionar el mecanismo de remuneración de suficiencia.
- 1d: Monitorear y evaluar el mercado de Servicios Complementarios.
- 3.a: Perfeccionar la señal del costo marginal de energía.
- 3.b: Perfeccionar el proceso de programación de la operación.
- 3.c: Perfeccionar la operación en tiempo real.
- 3.d: Tratamiento de desvíos de generación y demanda

7.4 Cambios a la regulación del sector eléctrico

7.4.1 Lineamiento General

La actividad de comercialización de energía (mercado de energía) si bien requerirá de una actualización de leyes, reglamentos y normas, se puede incorporar sin alterar mayormente los otros mercados presentes en el sector eléctrico nacional (Potencia y Servicios Complementarios). En cambio, si se está pensando en la participación de los comercializadores en roles adicionales a la simple compra y venta de energía, entonces se requerirá un cambio profundo en la regulación vigente.

En el caso de los pagos por capacidad, hoy no existe un mercado, sino que se trata de un precio administrado por la autoridad que se le paga a cada una de las unidades en función de su contribución a la suficiencia del sistema ajustando por la demanda máxima del mismo, procedimiento que de por sí tiene falencias, ya que la única forma de tener pagos por capacidad cero es que exista infinita potencia instalada. No obstante, la falencia mayor a la hora de pensar en el rol de agregación o de participación de la demanda, es que no es un mercado abierto (de oferta y demanda) por el producto suficiencia, esto hace que actores distintos a los generadores se vean impedidos de participar de la provisión de tal producto (no existe mercado).

Por tanto, una recomendación de adecuación mayor es la incorporación de esquemas competitivos en la provisión de suficiencia del sistema eléctrico, de manera tal que tanto generadores, sistemas de almacenamiento y demanda, ya sea de forma individual o a través de agregadores, puedan ofertar en este nuevo mercado, y consecuentemente se despejen precios competitivos (logrando eficiencia productiva y asignativa) y no precios fijados a través de un proceso administrativo (que si bien puede ser objetivo y bien intencionado no emula el comportamiento competitivo de los distintos agentes).

Similar situación se observa en la provisión de Servicios Complementarios (SSCC), donde si bien se permite reglamentariamente la participación de usuarios finales ya sea directamente o agregados por un tercero, en la práctica, los productos de SSCC y sus respectivos esquemas de remuneración se definen pensando en que son agentes de generación quienes proveen estos servicios. A esto, se agrega otro nivel de incertidumbre que corresponde a que un agente, el Coordinador Eléctrico Nacional, decide cuando un servicio es competitivo o no, y en caso de que decida que no lo es, entonces automáticamente el mercado para tal servicio se cierra y es suministrado a través de instrucción directa, generando incertidumbre para aquellos que requieren realizar nuevas inversiones para participar en las subastas de algún servicio, desincentivando tal participación.

En el caso de los SSCC, el ajuste también debiese ser mayor, avanzando a un sistema parecido a PJM, donde las ofertas desde los generadores se realizan tanto por energía como por servicios complementarios y no como en el caso de Chile en que un segmento es a través de costos auditados (energía) y otro a través de subastas (SSCC). Por tanto, si se requiere una participación activa de nuevos agentes se debe pensar en avanzar a un sistema en que mediante subastas se determine el despacho conjunto de energía y servicios complementarios, permitiendo que en tales subastas participen todos los agentes que quieran hacerlo (siempre y cuando hayan demostrado su factibilidad técnica para la prestación del servicio) logrando con esto avanzar a mayores niveles de competencia y permitiendo que los agentes decidan sus estrategias de inversión a la luz de los precios

resultantes en ambientes competitivos. Un primer paso es volver a analizar si se darían en el sector eléctrico las condiciones necesarias para instaurar mercados competitivos basados en ofertas, considerando poder de mercado, costo administrativo y viabilidad técnica.

7.4.2 Adecuación reglamentaria

Un análisis de la normativa vigente que deberá ser revisada y actualizada se presentó en el capítulo 6, en la Tabla 6.1 y Tabla 6.2. En la primera columna “F” se indica una estimación del grado de atingencia o profundidad con que la reglamentación deberá adecuarse para la inserción del comercializador puro que participa del mercado de corto plazo y la instrucción de agregadores. En la columna de “Materia” y “Comentarios” se señala una primera aproximación a la temática y razón de la necesidad de adecuación respectivamente.

Entre los reglamentos que requieren mayor número de adecuaciones está el de coordinación, el que se analiza en la siguiente sección.

7.4.3 Reglamento de Coordinación

Para acoger las nuevas figuras de Comercializador y Agregador de Recursos Distribuidos (ARD) en el mercado eléctrico, uno de los reglamentos centrales que se deberá adecuar es el DS 125/2017 sobre la “Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional”. En el siguiente listado se identifican las siguientes materias a tratar en la adecuación:

- m1. Definición de la figura del Comercializador y del ARD.
- m2. Evaluar la pertinencia de separar entre cliente libre y regulado (protegido) en las redacciones.
- m3. Incorporación del Comercializador y del ARD como coordinados.
- m4. Integración de Comercializador en los balances y transferencias de energía (y potencia) bajo las condiciones de integración señaladas en sección 7.2.4 y resumidas en punto siguiente. Garantía análoga a un generador.
- m5. Transferencia de retiros de Comercializador a Generador con quien tiene contrato según las características del mismo (volúmenes, nodos, vigencia, entre otros).
- m6. Incorporación del comercializador en asignación de costos sistémicos medios (SSCC, operación fuera de orden de mérito, etc.). Actualmente asignados a empresas generadoras y que sería “empresas Generadoras/Comercializadoras”

- según retiros a clientes finales. Esto, considerando que los contratos entre Comercializadoras y Generadoras transferirían los retiros del Comercializador al Generador.
- m7. Chequeo por parte del coordinador de los recursos distribuidos que gestiona el ARD evitando, entre otros, la doble contabilización y las capacidades reales de los recursos.
 - m8. Por simplicidad ARD debería gestionar sólo instalaciones existentes, descartando obras futuras o en construcción.
 - m9. Establecer la frontera en los flujos de instrucciones y responsabilidades en la operación entre Coordinador, Empresa Distribuidora, Comercializador y ARD.
 - m10. Adecuación para que clientes finales puedan conectarse o permanecer conectados al sistema por medio de la contratación con un Comercializador.
 - m11. Adecuación para establecer los servicios o productos específicos asociados a demanda y ARD para prestar SSCC en el sistema.
 - m12. Establecimiento del rol del Comercializador en el pronóstico de las demandas que representa. Dado que es quien mejor las conoce.
 - m13. Enlazar almacenamiento distribuido, ARD y recursos de gestión de demanda a la reglamentación específica.
 - m14. Incorporación de Centros de Control asociados a comercializadores y ARD.

En términos de la estructura del reglamento y sus artículos, las adecuaciones propuestas se introducen según se describe en los siguientes párrafos.

Título I: Disposiciones Generales, Cap.1: Objetivo y Alcance

- Artículo 2: Definiciones, m.1.

Título I: Disposiciones Generales, Cap.3: De los Coordinados

- Artículo 10: Incorporación de nuevos agentes, m3.
- Artículo 11: Administrativo y chequeo de recursos, m7.
- Artículo 12: Administrativo, fronteras de responsabilidad e información, m9.
- Artículo 13: Chequeo de recursos, m7.

Título III: De la Coordinación de la Operación..., Cap.2: De los Costos Variables

- Artículo 33: pago de costos no cubiertos de la operación, m6.

Título III: De la Coordinación de la Operación..., Cap.3: Proyección de la demanda

- Artículo 80: proyecciones a enviar al coordinador, m12.

Título III: De la Coordinación de la Operación..., Cap.6: ...Almacenamiento

- Artículo 90, 99: almacenamiento distribuido, m13.
- Artículo 93, 94: retiros no comercializables, m3.

Título III: De la Coordinación de la Operación..., Cap.7: ...Op. En Tiempo Real

- Artículo 121: centros de control común, m14.

Título IV: De la Coordinación del Mercado..., Cap.1: Disp. Generales

- Artículo 140: garantía de cadena de pago, m4.

Título IV: De la Coordinación del Mercado..., Cap.2: Mercado de Corto Plazo

- Artículo 142: incorporación del comercializador, m4
- Artículo 143: incorporación del comercializador y sus contratos, m5.
- Artículo 143: deber de informar contratos, m4, m5.
- Artículo 151: asignación de retiro medido a suministrador, m4, m5.

Título IV: De la Coordinación del Mercado..., Cap.3: ...Cadena de Pago...

- Artículo 156 a 159, 161: incorporación del comercializador como suministrador (además de Generador), m4.
- Artículo 160: sustitución de empresa distribuidora por comercializador, m4.
- Artículo 162: extensión del procedimiento (artículo 135° de la Ley) referente al suministro de cliente regulado (ahora protegido) sin contrato suministrado por comercializador, m4

Título IV: De la Coordinación del Mercado..., Cap.4: De los Costos Marginales

- Artículo 167, 168: incorporación del comercializador como suministrador (además de Generador), m4.

Título V: De la Información y Desempeño..., Cap.3: Sistemas de Información Pública

- Artículo 183, f: información de contratación del Comercializador, m4.

Cabe destacar que algunos artículos de este reglamento también deberán ser revisados y ajustado con motivo de la entrada en vigencia de la Ley No. 21.194 o “Ley Corta de Distribución”, que establece el giro único de las empresas distribuidoras, entre otras disposiciones.

7.4.4 Sobre el proceso de transición

Para efectuar la transición hacia la comercialización pura se plantean dos propuestas, cada una con sus virtudes y defectos. Esto, bajo dos puntos de vista respecto de lo que podría resultar más adecuado para la promoción de la comercialización y éxito del proyecto regulatorio. Estos puntos de vista tienen relación con supuestos de elasticidad al precio de los usuarios finales (los grandes tienden a ser más elásticos) y su capacidad de absorción de nuevas tecnologías, en contraste con el eventual incremento en la complejidad de las condiciones de suministro y su tarificación.

7.4.4.1 Propuesta de transición 1

Un primer criterio para definir la transición se basa en una apertura gradual respecto de la situación vigente del mercado. Para ello se propone ir reduciendo paulatinamente el límite inferior de los clientes (ejemplo 500 kW, 300 kW y 100 kW). Esta apertura gradual permitiría ir monitoreando la entrada de nuevos comercializadores y el proceso en general con bajo impacto en el consumidor regulado sensible. La ventaja de este enfoque es poder identificar de manera gradual la necesidad de ajustes reglamentarios, minimizando el riesgo de cambios bruscos en el mercado. Lo anterior debiera estar acompañado de la apertura del mercado mayorista (spot) a los comercializadores, de manera que puedan competir con las empresas de generación que actualmente operan como comercializadores y compiten por los mismos clientes. De esta manera se crea el espacio y el tiempo para que surjan y fortalezcan nuevos actores en el mercado, previamente a la apertura del segmento regulado, segmento más sensible. Este criterio puede ser complementado con una apertura por zonas, por ejemplo: zona norte, centro costa (gran Valparaíso), centro (región Metropolitana), centro sur (gran Concepción) y zona sur, tal y como ha planteado el regulador como estrategia de implantación del nuevo esquema.

7.4.4.2 Propuesta de transición 2

Un segundo enfoque para la transición se sustenta en identificar el mayor aporte de valor de corto plazo con la introducción del comercializador. Este aporte puede centrarse en los pequeños consumidores para los cuales el comercializador puede ofrecer esquemas de tarifa, tecnologías de monitoreo/control de consumos, gestión integrada de generadores distribuidos, entre otros. Este es un ámbito de negocio donde usualmente las empresas de generación no tienen experiencia. A modo de ejemplo, una empresa de generación no posee muchos clientes (mercado minorista o *retail*), ya que su negocio se centra en contratos tipo PPA con un número acotado de grandes clientes. De esta forma, resulta urgente que el comercializador pueda centrar su acción en ese segmento, donde incluso las

empresas de generación pudieran ver a las empresas de comercialización como socios naturales para poder acceder a los pequeños consumidores (clientes finales). El acceso a estos clientes puede segmentarse a su vez en zonas del país, por ejemplo: zona norte, centro costa (gran Valparaíso), centro (región Metropolitana), centro sur (gran Concepción) y zona sur. El mercado puede abrirse inicialmente para clientes superiores, por ejemplo a 100 kW, para luego ir reduciendo el límite superior y llegar a todos los clientes.

En este contexto, el acceso inmediato al mercado spot por parte de los comercializadores no aparece en primera prioridad. En efecto, la experiencia internacional ha mostrado que los mercados mayoristas son dominados por comercializadoras que poseen activos de generación, situación que en la práctica ya se está dando hoy con la estructura de mercado que poseemos. Lo anterior tendría la ventaja de evitar el riesgo de centrar la discusión de la introducción del comercializador puro en una competencia por el mercado mayorista. Cabe mencionar, que efectivamente se busca liberar el acceso completo del comercializador puro en todo el espacio territorial, en todos los niveles de clientes y al mercado mayorista. Sin embargo, una adopción paulatina puede ser clave en el éxito de este proceso.

En resumen para esta propuesta se propone:

- Elegir zona/s para iniciar la introducción de la figura del consumidor,
- Definir umbral mínimo de potencia conectada (ej. 100 kW)
- Aplazar acceso al mercado spot por parte del comercializador puro para una fecha posterior.
- Formalizar a la brevedad primer set de contratos estandarizados aplicables a los comercializadores en los segmentos aprobados.
- Sin embargo, fomentar adicionalmente la opción de programas piloto con acuerdo de las partes y por períodos acotados (ej. 2 años).

8 Conclusiones y Recomendaciones

En la revisión internacional se observa que la incorporación de comercialización competitiva a nivel minorista ocurre en mercados en que la introducción de competencia es profunda a nivel de generación tanto en el corto como largo plazo. Esto es, los mercados eléctricos cuentan con esquemas competitivos basados en ofertas y subastas que abarcan desde la incorporación de nueva capacidad de generación a la operación de los mercados spot, incluyendo pagos por capacidad cuando existen, servicios complementarios y grados de participación de la demanda en cada uno de ellos. Asimismo, esto se acompaña de la participación del mercado financiero, (futuros, derivados), y estandarización de contratos a nivel mayorista en complemento a los contratos sobre el mostrador.

En concordancia con la experiencia internacional, para la implementación de la figura del comercializador y agregadores de recursos distribuidos en el mercado eléctrico nacional se han identificado diversas materias a ajustar a nivel regulatorio y una serie de recomendaciones orientadas promover la eficiencia general del mercado. Mientras las primeras corresponden principalmente a ajustes de reglamentos y normas, dentro del marco legal vigente, las segundas pueden en algunos casos requerir cambios a nivel de ley. En el proceso se han identificado 23 reglamentos y 10 normas técnicas que deben ser modificadas para incorporar a los nuevos agentes y el marco de su interacción en el mercado. Entre los reglamentos destaca el de Coordinación y Operación del SEN, en el que se plantean 14 materias a tratar, que abarcan al menos 28 artículos, y que van desde la definición de estos nuevos agentes hasta su participación en los balances y transferencias del mercado de corto plazo.

Relativo a la inserción del comercializador en el mercado de corto plazo se propone lo siguiente:

- Tratamiento análogo al de un generador deficitario que tiene contratos con otros generadores.
- Traspaso de los retiros de un comercializador a los generadores con quienes tiene contratos vigentes. Esto es, se le imputan retiros del comercializador en los balances de energía y potencia a los generadores bajo las condiciones del contrato.
- Lo anterior permite reducir los montos de las garantías necesarias del comercializador.
- Garantías de contratación y financieras del proyecto de ley de portabilidad quedarían acopladas a un único criterio económico, proporcional a tamaño y riesgo.
- Participación en SSCC y otros servicios por medio de esquemas explícitos creados para participación de la demanda, por ejemplo servicios de interrupción.

Recogiendo la experiencia internacional se plantean 19 ámbitos de monitoreo y 22 indicadores, usados en los mercados analizados, como por ejemplo participación de mercado, duración de contratos, evolución de licencias, entre otros. En lo institucional se proponen dos fases de implementación administrativa. La primera, orientada al mediano plazo al considerar la institucionalidad vigente y recursos disponibles, plantea que los organismos actuales se centren en los ámbitos que les son más pertinentes. Esto es, la CNE monitoreando el funcionamiento integral del mercado, incluyendo la comercialización, y el Coordinador, el mercado mayorista. La segunda propuesta, de más largo plazo y que recoge la evolución del monitoreo en mercados analizados, se basa en la creación de una entidad independiente, no necesariamente exclusiva, que agrupa y supervigila el funcionamiento de todo el sector energético, incorporando el de combustibles entre otros, e incluyendo al regulador y el coordinador como objeto de monitoreo. Esto último como una forma de evitar la miopía de un monitoreo centrado sólo en el sector eléctrico y que a la vez identifique y recomiende acciones de mejoramiento de las instituciones, sus procedimientos, desempeños y planes.

En lo relativo a los requisitos y procedimientos para el otorgamiento de licencias la experiencia internacional es diversa y estrechamente ligada al marco legal de cada país y mercado. En líneas generales las recomendaciones apuntan a extender procedimientos a nivel nacional, ya desarrollados para las concesiones de distribución y la inserción de pequeños medios de generación en distribución. Asimismo, implementar licencias diferenciadas, pero copulativas, para servicios de comercialización y agregación de recursos distribuidos, por tipo, para evitar constituir barreras administrativas o financieras. En lo administrativo el procedimiento recomendado sigue la estructura y roles de los órganos reguladores nacionales con tramitación de solicitudes y aprobación por parte de la SEC con visado de la CNE y validación de capacidades de los recursos distribuidos por parte del Coordinador para el caso del agregador.

Para la provisión de garantías de solvencia para la comercialización la experiencia internacional es también diversa. En un extremo se encuentra el caso de Colombia, con la entrega de cuatro pagarés en blanco al operador de mercado, establecimiento de contabilidad separada de actividades y entrega de estados financieros. En el otro, en PJM estado de Illinois se establecen mínimos de calificación financiera, de clasificadoras de riesgo, y análisis financiero para crédito a nivel del mercado mayorista de PJM; más una fianza fija que va de 30 a 300 mil-USD, dependiendo del segmento a servir, para cubrir indemnizaciones a usuarios finales. Por su parte, en España la garantía debe cubrir 34 días de compras de energía en el mercado spot. Bajo criterio de no discriminación, la recomendación de garantía a nivel del mercado mayorista nacional debería ser análoga a la exigida a un generador, esto es 3 meses de compras al spot en peor escenario, tomando en consideración el tratamiento de contratos entre comercializadores y generadores

propuesto. Si bien se entiende que estos valores obedecen a limitaciones contables a nivel del Coordinador, se sugiere trabajar en reducir los periodos o migrar a un esquema de crédito basado en análisis financiero, como en PJM, para ajustar las garantías a los riesgos reales, evitando constituir barreras financieras. Consistentemente, se propone establecer una garantía análoga para asegurar los pagos de peajes en transmisión, distribución y compensaciones a usuarios finales.

En complemento a la integración de comercialización y agregadores de recursos distribuidos, siguiendo la experiencia internacional, se plantea un conjunto de temáticas orientadas a promover la eficiencia económica del sector eléctrico y que ameritan un análisis más profundo de costo beneficio para su instauración. Entre ellas destacan las siguientes:

- Estandarización de contratos en el mercado mayorista como complemento a los contratos sobre el mostrador. Esto permite transar, con simetría de información, productos homogéneos de fácil comparación y consecuente reducción de costos de transacción y con límites a las transferencias de riesgo. Esta temática habilita la siguiente.
- Acercamiento e integración con mercados financieros y bolsas de valores aprovechando estas plataformas para la transacción de contratos, futuros y derivados, para aportar liquidez y opciones para gestión del riesgo a los agentes del sector.
- Derechos financieros sobre la transmisión (*FTR*), como mecanismo para atenuar el poder de mercado local que aparece en mercados con esquemas de precio nodales cuando existen congestiones significativas de la red.
- Perfeccionamiento del pago por capacidad en los siguientes aspectos: procedimiento en adelanto (típicamente 3 años), compromiso explícito de los agentes, introducción de esquemas competitivos y apertura a la demanda. También se recomienda revisar la coherencia entre la firmeza de los contratos y el mecanismo de racionamiento para enfrentar situaciones de déficit.
- Perfeccionamiento del mercado de corto plazo siguiendo los objetivos planteados en la Estrategia de Flexibilidad, ya que ellos están alineados con promover la eficiencia general del mercado incluyendo la flexibilidad que pueden aportar la comercialización, agregación de recursos distribuidos y participación activa de la demanda.

Anexo A Referencias

- [1] Ministerio de Industria y Energía, “Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico,” *Boe*, pp. 35097–35126, 1997.
- [2] BOE Legislación Consolidada, “Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.,” pp. 1–102, 2013.
- [3] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, “INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO MINORISTA DE ELECTRICIDAD,” 2018.
- [4] Gobierno de España. Ministerio de Industria Energía y Turismo, *Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación*, vol. 77, no. Sec. I. 2014, pp. 27397–27428.
- [5] Jefatura del Estado BOE-A-2007-13024, *Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para*. 2007, pp. 29047–29067.
- [6] Gobierno de España. Ministerio de Industria Energía y Turismo, “Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. (BOE núm. 167, de 13 de julio de 2013),” *Actual. Jurídica Ambient.*, no. 27, pp. 58–59, 2013.
- [7] Gobierno de España. Ministerio de Industria Energía y Turismo, *Orden ITC/3127. 2011*, pp. 119533–119541.
- [8] Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, “United States Electricity Industry Primer,” 2015.
- [9] Regulatory Assistance Project, “Electricity Regulation in the US: A Guide,” 2011.
- [10] PJM, “PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting,” 2019.
- [11] Daniel Kirschen and Goran Strbac, *Fundamentals of Power System Economics*. John Wiley & Sons, Ltd, 2004.

Anexo B Acrónimos

AGC	: <i>Automatic Generation Control</i>
ARES	: <i>Alternative Retail Electric Supplier (USA-Illinois)</i>
ASIC	: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (Colombia)
CAPM	: <i>Capital Asset Pricing Model</i>
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional (Chile)
CF	: Control de Frecuencia
CFTC	: Commodity Futures Trading Commission (USA)
CNE	: Comisión Nacional de Energía (Chile)
CNMC	: Comisión Nacional de Mercados y Competencia (España)
CREG	: Comisión de Regulación de Energía y Gas (Colombia)
CSP	: <i>Curtailment Services Provider (USA-PJM)</i>
DER	: <i>Distributed Energy Resources</i>
DOE	: <i>Department of Energy (USA)</i>
DR	: <i>Demand Response</i>
ERV	: Energías Renovables Variables
EU	: <i>European Union</i>
FERC	: <i>Federal Energy Regulation Committee (USA)</i>
FTR	: <i>Financial Transmission Right</i>
HHI	: <i>Herfindahl-Hirschman Index</i>
ICC	: Illinois Commerce Commission (USA-Illinois)
IEA	: <i>International Energy Agency</i>
IPP	: <i>Independent Power Producer</i>
ISO	: <i>Independent System Operator</i>
LMP	: <i>Locational Marginal Price</i>
LGSE	: Ley General de Servicios Eléctricos
LSE	: <i>Load Serving Entity (USA-PJM)</i>
MAE	: Mercado Anonimizado Estandarizado (de contratos) (Colombia)
MEM	: Mercado de Energía Mayorista (Colombia)
NEM	: <i>National Energy Market (Australia)</i>
NERC	: <i>North American Electric Reliability Corporation (USA-Canada-Mexico)</i>
NREL	: <i>National Renewable Energy Laboratory (USA)</i>
OMIE	: Operador del Mercado Ibérico de Energía (España)
OTC	: <i>Over the Counter</i>
PdL	: Proyecto de Ley
PJM	: <i>RTO Pensilvania- Nueva Jersey- Maryland (USA)</i>
PPA	: <i>Power Purchase Agreement</i>
PVPC	: Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (España)

REC	: <i>Renewable Energy Credits</i> (USA)
REE	: Red Eléctrica de España
RPM	: <i>Reliability Pricing Model</i> (USA-PJM)
RTO	: <i>Regional Transmission Operator</i> (USA)
SEC	: Superintendencia de Electricidad y Combustibles (Chile)
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional (Chile)
SIN	: Sistema Interconectado Nacional (Colombia)
SSCC	: Servicios Complementarios
SSPD	: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Colombia)
STR	: Sistemas de Transmisión Regional (Colombia)
TUR	: Tarifas de Último Recurso (España)
XM	: Operador Independiente de Sistema (Colombia)

Anexo C Extracto licencias y garantías en mercados analizados

C.1 Síntesis Colombia

Los requisitos para otorgar la licencia de comercialización en Colombia son los siguientes:

1. Ser empresa de servicios públicos domiciliarios o cualquier otro agente económico con fines análogos.
2. Llevar contabilidad para la actividad de Comercialización separada de la contabilidad de las demás actividades que realice.
3. Definir y publicar las condiciones uniformes de los contratos que ofrece, si la empresa tiene como objeto la atención de Usuarios regulados.
4. REGISTRO ASIC
 - a. Presentar el certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio, o el documento que prevean sus estatutos en las empresas oficiales.
 - b. Suscribir el contrato de mandato con el ASIC para efectuar las transacciones comerciales que se efectúan en el MEM y para los servicios complementarios de energía.
 - c. Presentar los estados financieros en el momento de constitución o los del último año, según el caso, de acuerdo con las normas vigentes sobre la materia.
 - d. Entregar cuatro (4) pagares en blanco, debidamente firmados por el representante legal. Éste podrá diligenciar los pagarés en cualquier tiempo, mientras el agente se encuentre inscrito en el mercado mayorista, cuando con las garantías entregadas no se logre cubrir el total de las obligaciones pendientes de pago. Los agentes deberán reponer o renovar los pagarés cada vez que se requiera el uso de uno o varios de los que hayan otorgado, dentro de los quince (15) días calendario siguiente a la fecha en la cual el ASIC así lo comunique al agente respectivo.

Por otro lado, respecto de las coberturas, los agentes del MEM deberán garantizar o cubrir el pago de las transacciones comerciales por las que resultarán obligados en dicho mercado. Para ello deberán optar por alguno de los siguientes medios: otorgamiento de garantías, prepagos o pagos anticipados, o cesión de los créditos existentes en ese Mercado.

El cumplimiento de todas aquellas obligaciones en MEM y el Sistema Interconectado Nacional, que liquida y factura el ASIC y LAC a los agentes registrados en el Mercado, será objeto de garantías que se otorgarán a favor del ASIC, en su calidad de operador del Mercado y mandatario de los agentes, con sujeción al Reglamento de Mecanismos de Cubrimiento para las Transacciones en el Mercado de Energía Mayorista, que para el efecto elabora el ASIC.

Estas garantías deben asegurar el pago de: todas las obligaciones de cada uno de los agentes que participe en el mercado mayorista a través de la Bolsa de Energía, los cargos del CND y

del ASIC, los cargos por uso del SIN, los pagos por reconciliaciones, servicios complementarios, cargo por capacidad y cualquier otro concepto, que sean liquidados y recaudados por el Administrador del SIC o por el LAC. Por tal razón deben estar vigentes por lo menos hasta el momento en que se verifique la cancelación de las obligaciones adquiridas y cubrir cada uno de los meses pendientes de pago.

El total a cubrir se determinará como la sumatoria de los valores que resulten para cada uno de los siguientes conceptos, relacionados con las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista administrados por el ASIC y por el LAC:

GARANTÍA, CESIÓN O PREPAGO TOTAL = VOTB + S + STN + STR

Donde:

VOTB: Valor correspondiente a las operaciones en MEM

S: Remuneración que perciben el Centro Nacional de Despacho –CND- y el Administrador del SIC –ASIC–.

STN: Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional

STR: Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Regional

C.2 Síntesis España

Para constituirse como comercializador en el mercado español la empresa debe, junto con cumplir los requerimientos administrativos, entregar una garantía por el mayor valor entre 10.000 euros y la provisión de compra de energía para 34 días. Esto, en forma análoga a un generador o consumidor directo por hacer inyecciones y/o retiros desde el sistema.

Además de los requerimientos anteriores, para los comercializadores de referencia se establecen una serie de obligaciones financieras y de tamaño adicionales. Estos son:

- a) *Tener un capital social mínimo de 500.000 euros.*
- b) *Haber desarrollado la actividad de comercialización durante los últimos tres años, habiéndose mantenido durante este tiempo ininterrumpidamente cumpliendo los requisitos reglamentarios sin sanciones o infracciones.*
- c) *No haber visto traspasados sus clientes en los últimos tres años mediante resolución firme en vía administrativa, ni pertenecer a ningún grupo empresarial o empresas vinculadas que, habiendo ejercido la actividad de comercialización, hubiera visto traspasados sus clientes.*
- d) *Tener un número mínimo de 25.000 clientes de media en los últimos doce meses en el territorio español.*

C.3 Síntesis PJM

C.3.1 A nivel del mercado mayorista

Los requisitos para ser miembro de PJM se presentaron en sección 5.2. Los lineamientos generales son los siguientes para elegibilidad:

- Ser empresa del rubro (generación, transmisión, distribución) con activos.
- Ser empresa que comercializa energía a clientes finales.
- Ser agente financiero con licencia vigente.
- Suscribir a cabalidad los mandatos de la política de gestión de riesgo de crédito “Attachment Q”.

Las entidades que aspiren a ser CSP (*Curtailment Service Provider*) deben además tener los acuerdos con clientes registrados del sistema para proveer cada servicio.

En virtud de que la corporación sin fines de lucro vinculada “PJM-Settlements” presta servicios de facturación, los miembros adquieren compromisos financieros con ésta en la forma de crédito. Los montos de dicho crédito se determinan por análisis financiero de cada miembro, el cual limita el tamaño de sus operaciones. Los miembros pueden ampliar dicho monto por medio de la entrega de garantías.

C.3.2 A nivel del mercado minorista, estado de Illinois

Para el estado de Illinois, se tienen 4 tipos de licencias dependiendo del tipo de cliente o subparte: B (no residenciales $D_{max} > 1$ [MW]), C (no residenciales $E > 15$ [MWh/año]), D (Todo tipo de cliente) y E (con gestión de recursos propios).

Los comercializadores necesitan una licencia o fianza emitida por una compañía de seguros autorizada para ejercer negocios en el Estado de Illinois. El monto de la fianza será igual a US\$30.000 si el solicitante busca atender según la subparte B, US\$150.000 si el solicitante busca atender según la subparte C, o US\$300.000 si el solicitante busca atender a la subparte D.

Adicionalmente, los comercializadores deben cumplir con una determinada calificación financiera, cumpliendo cualquiera de los siguientes criterios:

1. Cumplir con los siguientes estándares según agencias de calificación de riesgos: A-2 o superior de *Standard & Poor's* o su sucesor, P-2 o superior de *Moody's Investors Service* o su sucesor, F-2 o superior de *Fitch Ratings* o su sucesor; o al menos una de las siguientes calificación de riesgo a largo plazo: BBB o superior de *Standard & Poor's* o su sucesor, Baa3 o superior de *Moody's Investors Service* o su sucesor, o

- BBB o superior de *Fitch Ratings*. Los estándares anteriores hacer referencia a la capacidad de pago para deudas de corto plazo.
2. Mantener una o más líneas de crédito con una o más RTO y/o proveedores mayoristas no afiliados para la entrega de energía eléctrica en los territorios de servicio donde el ARES esté solicitando un certificado. La cantidad mínima de crédito disponible para el ARES solicitante depende de la subparte como sigue:
 - Subparte B: máximo entre US\$500.000 y el 5% de los ingresos del año fiscal reciente del solicitante.
 - Subparte C: máximo entre US\$750.000 y el 7,5% de los ingresos del año fiscal reciente del solicitante.
 - Subparte D: máximo entre US\$1.000.000 y el 10% de los ingresos del año fiscal reciente del solicitante.
 - Subparte E: no aplica.
 3. Demostrar y certificar que es miembro de una o más RTO y compra el 100% de su energía eléctrica de las RTO para entregar en los territorios de servicio.
 4. Mantener una garantía incondicional, fianza de pago o carta de crédito que será pagadera a sus clientes en caso de incumplimiento de las obligaciones contractuales de suministrar energía eléctrica a sus clientes.

Anexo D Revisión General: Australia

D.1 Características generales

Australia posee múltiples sistemas o mercados eléctricos, de ellos, los más grandes corresponden al *National Energy Market* (NEM) y el Wholesale Electricity Market (WEM). Una vista general del país y sus sistemas se ilustra en la Figura 8.1.

El NEM se compone de cinco regiones (Queensland, New South Wales, Victoria, Tasmania y South Australia) en la costa este y sur del país, y consta de 40.000 kilómetros de líneas de transmisión y entrega alrededor de 200 TWh anuales de electricidad a cerca de 9 millones de consumidores, con una capacidad instalada de 54 GW al 2017. La operación del mercado mayorista spot de energía data desde 1998.

El WEM opera sobre el *South West Interconnected System* (SWIS) en el sur oeste del país, y consta de 7.800 kilómetros de líneas de transmisión y entrega alrededor de 18 TWh anuales de electricidad a más de un millón de consumidores, con una capacidad instalada de 5.8 GW al 2017. La operación del mercado mayorista spot de energía data desde 2006.

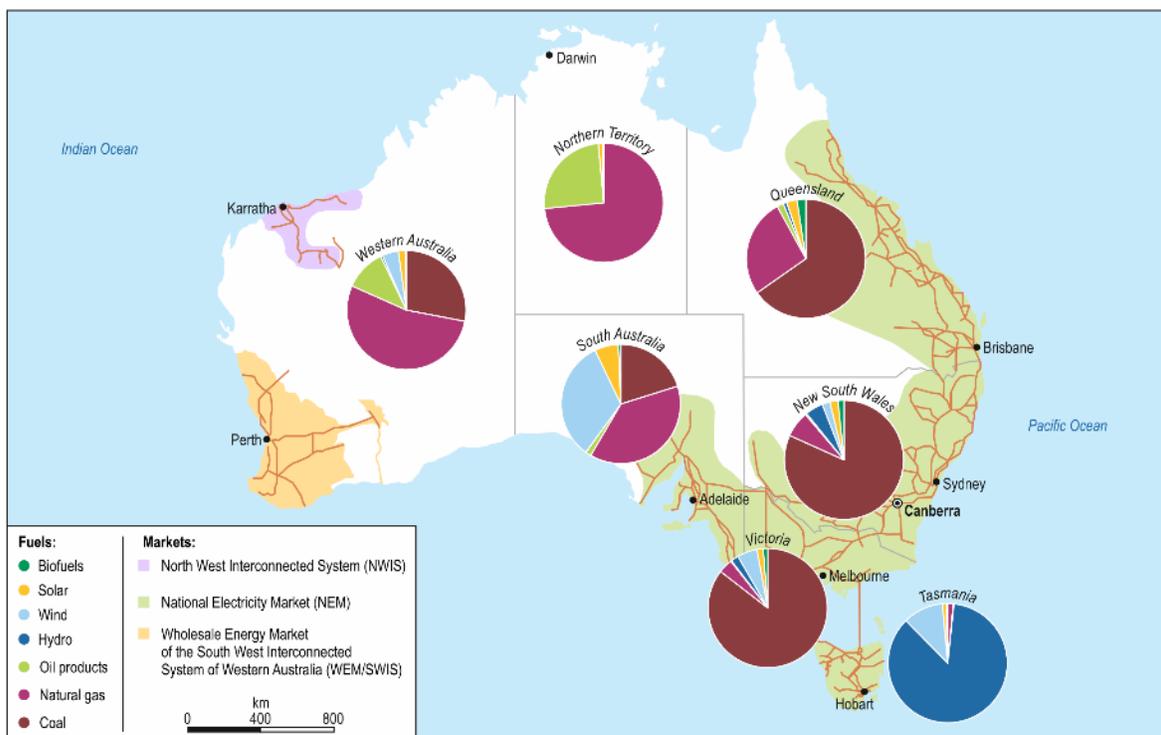
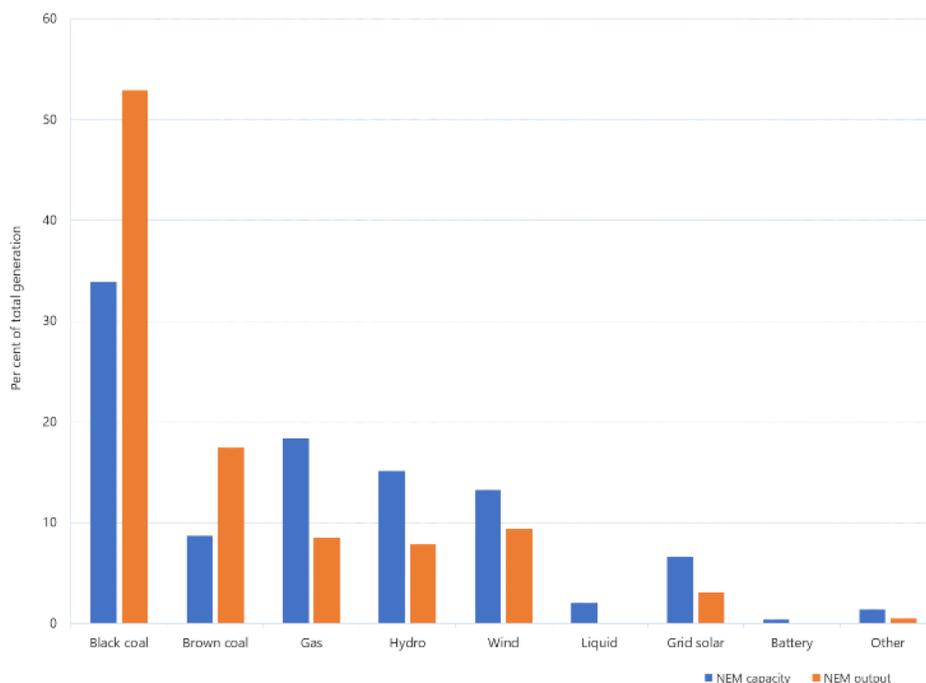


Figura 8.1: Mapa general de los sistemas interconectados en Australia. Fuente: IEA, 2018.

La matriz de generación eléctrica global australiana se compone mayoritariamente en base a carbón. La Figura 8.2 muestra la capacidad instalada y generación porcentual de la matriz al 2020.



Source: AER; AEMO, Last updated: 6 Jul 2020 - 2:49 pm

Figura 8.2: Matriz de generación australiana a 2020. Fuente: AER, AEMO.

D.2 Organización del mercado

La estructura institucional del mercado eléctrico australiano comprende los siguientes organismos:

- *Australian Energy Market Commission (AEMC)*: se encarga de la reglamentación bajo las leyes de energía nacionales, y asesora a los gobiernos en temas de desarrollo de los mercados de energía.
- *Australian Energy Regulator (AER)*: es el regulador/fiscalizador de los mercados mayoristas de electricidad y gas en Australia, forma parte de la *Australian Competition and Consumer Commission (ACCC)* y hace cumplir las reglas establecidas por la AEMC. Dentro de sus funciones está:

- Regulación de las utilidades de los monopolios naturales (e.g., redes de transmisión y distribución y de gas).
- Monitoreo del mercado mayorista de electricidad.
- Monitoreo y cumplimiento de los reglamentos y legislaciones.
- Publicación de la información de los mercados de energía.
- En su rol como regulador de mercados de comercialización de energía de algunos estados, autoriza a comercializadores la venta de energía, administra el esquema nacional del comercializador de último recurso, y administra el sitio web de comparación de precios de energía, el *Energy Made Easy*³.
- *Australian Energy Market Operator (AEMO)*: responsable de la gestión diaria de la operación de los mercados de energía mayorista y de comercialización. 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 de transmisión.
 - Mantener y mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico.
 - Instruir la desconexión de carga.
 - Implementar el mercado de reserva y gestión de la demanda.
 - Registrar personas como participantes de mercado.
 - Proveer información al mercado a través de sus múltiples reportes eléctricos y su boletín de gas.

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 *comercialización* de energía.

Los mercados mayoristas de generación tanto del NEM como el WEM operan bajo el esquema de bolsas de energía, mientras que el NEM se considera un mercado de solo energía (*Energy-Only market*) el WEM posee un mercado adicional de capacidad denominado *Reserve Capacity Mechanism (RCM)* orientado a la suficiencia del sistema. Por su magnitud, los siguientes párrafos se centran en el NEM.

Existen tres mercados relacionados en el sistema: el Mercado Nacional de Electricidad, el Mercado de Comercialización y el Mercado Financiero, como sigue:

- El Mercado Nacional de Electricidad (NEM) es el mercado mayorista en el que se produce el intercambio entre productores (generadores) y comercializadores.
- El Mercado Comercialización, que involucra a los minoristas de electricidad que venden la energía que han comprado al por mayor (a través del NEM) a los hogares y negocios.
- El Mercado Financiero describe varios contratos establecidos entre productores, comercializadores e inversionistas de electricidad, que actúan como pólizas de seguro al reducir el riesgo de exposición financiera que enfrentan los participantes del mercado debido a la volatilidad del precio de la electricidad. Estos contratos son financieros y pueden establecer un precio más estable para la compra y venta.

El NEM organiza el mercado spot como una bolsa de energía con ofertas y ajustes desde el día previo hasta 5 minutos antes de la operación. El despacho se realiza en la forma de pool de mínimo costo abastecido según el orden de mérito de las ofertas. Las demandas sensibles al precio pueden hacer ofertas de compra en forma análoga a los generadores. Adicionalmente, cuando se prevé déficit cercano de energía se activa un Mercado de Reservas. En este, la AEMO puede licitar contratos de suministro de electricidad de fuentes más allá de las que se tienen en cuenta en los procesos habituales. Los generadores de emergencia y otros generadores conectados directamente a la red de distribución que presenten ofertas pueden concertar contratos para aumentar el suministro en el MEN de modo que se puedan evitar interrupciones. De la misma manera, algunos consumidores de electricidad pueden ofrecer (a cambio de una tarifa) disminuir su demanda en momentos de déficit de suministro para que la demanda y la oferta se equilibren.

Por su parte el Mercado de SSCC se agrupan en cuatro servicios: Control de Frecuencia, Soporte y Control de Red y Recuperación de Servicio. Los servicios se remuneran por dos conceptos: disponibilidad y por activación o uso; y se tarifican en cantidad y duración. El cargo se efectúa al participante que se determina es causante de la necesidad o servicio. Se permite a la demanda la participación en el SSCC de CF.

Finalmente el Mercado Financiero incluye contratos financieros sobre el mostrador y un desarrollado mercado de derivados (contratos de futuros, opciones, intercambios) a través del *Australian Securities Exchange (ASX)*.

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 distribución cuenta con cerca de 735 mil kilómetros, 17 veces más larga que la red

de transmisión, y cuyos postes son utilizados tanto para distribución de electricidad como para servicios de comunicaciones (*Australian Communications Industry Forum, 2006*).

D.3 Participación de la demanda

En el NEM la demanda puede participar en cada mercado. En el de energía a través de ofertas de compra y el de reservas, en el de SSCC de control de frecuencia y en todas las variantes de los mercados financieros eléctricos. En los siguientes párrafos se resume parte de la historia de la introducción de competencia en la comercialización de electricidad en Australia e información complementaria de su desempeño.

El *National Competition Policy Review* 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 mayorista, de redes y de comercialización, y ha continuado avanzado a la desregulación de precios en un proceso gradual y paulatino.

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. 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 argumentos en la introducción de la competencia en el mercado de comercialización de energía para pequeños consumidores residenciales y comerciales. Así, los cambios y evolución paulatina de la competencia permitió asegurar a generadores y comercializadores 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 comercialización 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).

En 2002 los mercados de energía cambiaron al introducirse total competencia en los mercados de comercialización de electricidad y gas en Estados como Victoria y New South Wales. Bajo un esquema de total competencia y precios regulados, los comercializadores competían con ofertas de mercado, como alternativas a la opción regulada, que imponían tarifas máximas a los precios de electricidad y gas.

Con el tiempo, los desarrollos y avances 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 comercialización de gas se encuentra desregulado en todas las jurisdicciones del NEM.

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) 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 de las redes de transmisión y distribución, los que son fijados anualmente por la autoridad y traspasados a los consumidores a través de las tarifas comerciales 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).
- (iv) Costos de comercialización, propios del *segmento*, operacionales y de retorno a sus dueños.

La introducción de competencia en comercialización 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*, 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 comercialización de energía, la competencia aumentó de forma considerable, con algunas localidades pasando de tener tan solo 1 proveedor (el gobierno) a 25 proveedores. Sin embargo, esto 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 comercializadores, las tasas de traspaso entre comercializadores, 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 a las 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 comercialización. 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.

Anexo E Revisión General: Reino Unido

E.1 Características generales

El Reino Unido (UK, *United Kindom*) cuenta con una red eléctrica (*National Grid*) que cubre la mayor parte del territorio de la Gran Bretaña y varias islas a su alrededor, a la vez que se encuentra interconectada a varios países, incluyendo la comunidad europea. 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 más de 300 GWh (*UK Energy in Brief, 2019*). 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*¹¹⁷.

En el mercado eléctrico de UK 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. La matriz de generación actual se basa principalmente en combustibles fósiles (47%), energía nuclear (20%) y energías renovables (33 %), con un incremento constante de la participación de energías renovables de naturaleza variable (eólica y solar), ver Figura 2.1.

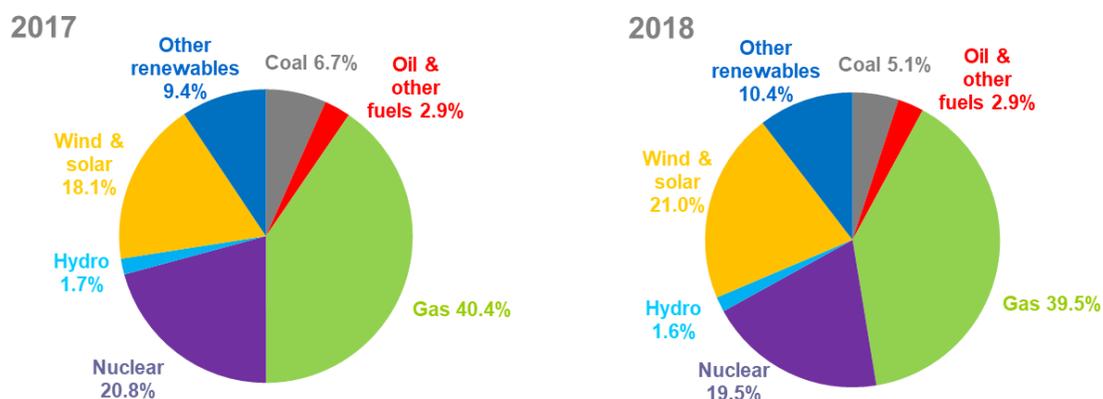


Figura 8.3: Matriz de generación eléctrica de UK 2017-2018. Fuente: *UK Energy in Brief, 2019*.

¹¹⁷ <https://www.nationalgrid.com/>

En lo relativo a 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 monopolios regulados. 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 *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.

E.2 Organización del mercado

E.2.1 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 limpio¹¹⁸, la definición de objetivos de política pública, y la conducción de la agenda legislativa del sector.

BEIS determina los miembros 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 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, la innovación y cambios beneficiosos toda vez que se proteja a los consumidores¹¹⁹. 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

¹¹⁸ BEIS reemplazó al *Department for Business, Innovation and Skills* (BIS) y al *Department of Energy and Climate Change* (DECC) en Julio de 2016. Enlace:

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

¹¹⁹ <https://www.ofgem.gov.uk/about-us/who-we-are/gas-and-electricity-markets-authority>

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 mercados¹²⁰. 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 UK, asegurando el buen funcionamiento de los mercados para los consumidores, los negocios y la economía¹²¹. 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.

E.2.2 Estructura de mercado

El sector se encuentra liberalizado y privatizado, donde la regulación tiene como objetivo generar condiciones de competencia adecuadas con bajas barreras de entrada¹²². El proceso de liberalización comenzó con el *Energy Act 1983*, que 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 regulatorios¹²³. Uno de los principales cambios regulatorios corresponde a la promulgación del *Electricity Act 1989*, el que estableció el régimen de licencias¹²⁴ 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).

¹²⁰ <https://www.energy-uk.org.uk/energy-industry/the-energy-market.html>

¹²¹ <https://www.gov.uk/government/organisations/competition-and-markets-authority/about#corporate-information>

¹²² Hassan M, Majumber D. (2014). Electricity regulation in the UK.

[https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/1-523-9996?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/1-523-9996?transitionType=Default&contextData=(sc.Default))

¹²³ Ofgem (2016). Retail Energy Markets in 2016

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/08/retail_energy_markets_in_2016.pdf

¹²⁴ 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.

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 13¹²⁵ 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 encuentra 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 clientes¹²⁶.

La comercialización de energía 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. 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 firmas¹²⁷, lo que ha reducido la concentración de mercado de las primeras a un 75%¹²⁸.

Parte esencial 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 la implementación de *smart meters*. La complejidad del tratamiento y protección de los datos medidos por estos medidores inteligentes, así como la infraestructura de comunicaciones relacionada, han 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)*¹²⁹ con el fin de proveer 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,

¹²⁵ <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/connections-and-competition/independent-distribution-network-operators>

¹²⁶ <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/gb-electricity-distribution-network>

¹²⁷ <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/number-active-domestic-suppliers-fuel-type-gb>

¹²⁸ <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/electricity-supply-market-shares-company-domestic-gb>

¹²⁹ <https://www.ofgem.gov.uk/gas/retail-market/metering/transition-smart-meters/data-communications-company-ofgem-publications>

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 Unido¹³⁰, los que han permitido alcanzar menores precios y tiempos de respuesta del servicio de conexión de nuevos usuarios¹³¹.

E.2.3 Esquema regulatorio

El modelo regulatorio de la distribución, hasta el año 2014 en el Reino Unido se utilizaba 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 intersectorial¹³².

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 resultados¹³³.

Las tarifas de comercialización que enfrentan los consumidores finales no se encuentran reguladas, ya que se considera que el mercado de comercialización es suficientemente competitivo¹³⁴, 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 regulador¹³⁵. Además, 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

¹³⁰ Lloyd's Register (2019). Find a NERS accredited Independent Connection Provider (ICP).

<https://www.lr.org/en/utilities/national-electricity-registration-scheme-ners/search/>

¹³¹ <https://www.g2energy.co.uk/2017/g2-energy-icp/>

¹³² <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/11/GB-regulatory-approach-James-Veaney-Oct-2016.pdf>

¹³³ Ofgem (2018). Annual Report and Accounts (2017 to 2018)

<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/ofgem-annual-report-and-accounts-2017-18>

¹³⁴ Ofgem (2018). RIIO-2 Framework Decision.

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/07/riio-2_july_decision_document_final_300718.pdf

¹³⁵ El *Master Registration Agreement* (MRA) establece reglas entre los comercializadores y DNOs.

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 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 energía¹³⁶. 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.

E.3 Participación de la demanda

E.3.1 Inserción en mercado mayorista de energía

Descripción general y funcionamiento de mercado mayorista

Los comercializadores de energía (*“supplier”*) compran energía del mercado mayorista (*wholesale market*) o directamente de los generadores (*“generators”*) para posteriormente vender esta energía tanto a clientes residenciales como no residenciales. La energía se puede adquirir a través de contratos bilaterales con generadores o en el mercado spot.

¹³⁶ Ofgem (2016). Guidance on supplier of last resort and energy supply company administration orders. https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/06/supplier_of_last_resort_revised_guidance_-_2016.pdf

La electricidad generalmente se comercializa con mucha anticipación para cubrir la cantidad mínima básica necesaria para satisfacer la demanda. Esto a menudo se denomina "carga base". Esta cantidad suele contratarse a través de contratos bilaterales (OTC). El resto de la energía para satisfacer la demanda se adquiere en el mercado spot.

Los comercializadores establecen los precios que los consumidores pagan por la electricidad que usan. Los comercializadores actualmente ofrecen distintos tipos de tarifas, con diferentes características, tarificas y duración de contrato. Las tarifas más típicas son las siguientes¹³⁷:

- *Variable tariffs - The most common form of tariff with regularly changing prices*
- *Fixed tariffs - Ideal if you prefer to pay a fixed amount per month*
- *Economy 7 tariffs - Designed to you save money if you mainly use energy at night*
- *Dual-Fuel tariffs - Save money by receiving both gas and electricity from the same supplier*
- *Online tariffs - Special tariffs requiring web-based account management*
- *Prepaid tariffs - If you have a prepaid meter in your home*
- *Green tariffs - If you are keen to use renewable energy*
- *Feed-in tariffs - To earn money from the solar panels on your property*

Competitividad de mercado, niveles de participación y concentración de éste

En junio de 2020 el número de empresas con licencia de comercialización era de 57. Las seis comercializadoras de mayor tamaño tienen una participación de Mercado de 73%¹³⁸. La siguiente figura muestra la participación de mercado de las principales empresas comercializadoras.

¿Los clientes residenciales y otros pequeños usuarios estarían interesados en la competencia del suministro eléctrico? En 1998, cuando por fin se les permitió elegir, los clientes residenciales se trasladaron a nuevos proveedores competidores a una tasa de más del 1% mensual. Una década más tarde, más de la mitad de los clientes residenciales en el Reino Unido son abastecidos por proveedores externos.

¹³⁷ <https://theswitch.co.uk/energy/guides/tariffs>

¹³⁸ <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/retail-market-indicators>

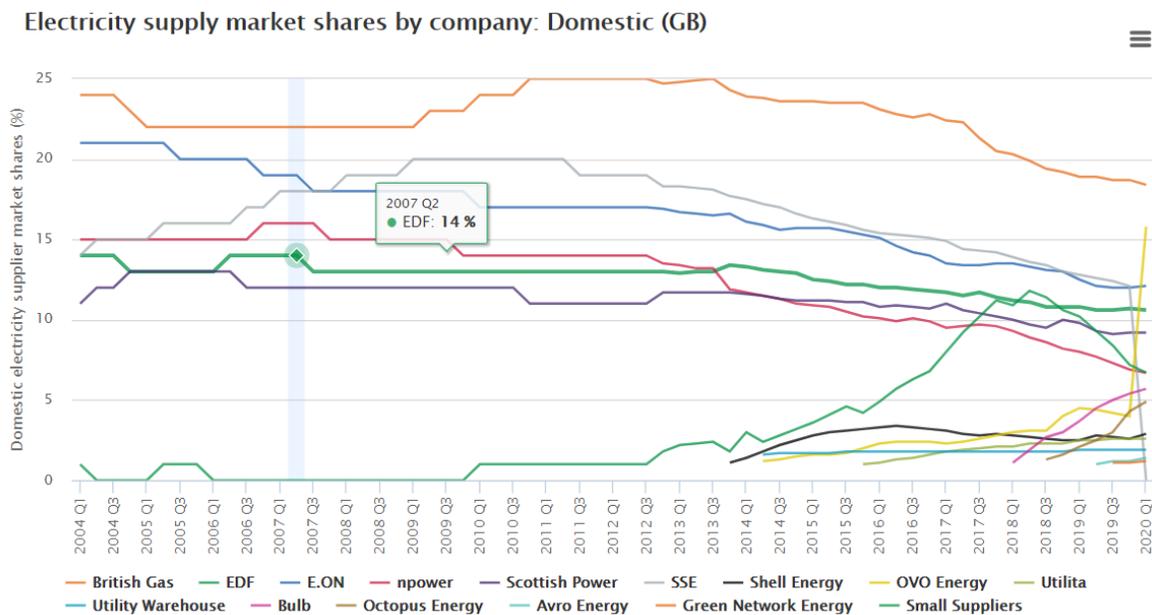


Figura 8.4: Cuotas de mercado de suministro eléctrico en Reino Unido.

A continuación se presentan una serie de indicadores para el monitoreo¹³⁹:

- Las seis más grandes compañías de comercialización, que antes tenían el monopolio natural (“incumbentes”), actualmente tiene una participación de mercado de 70%.
- Margen de comercialización: Los márgenes de comercialización cayeron a 3% en promedio en 2018¹⁴⁰ (ver figura siguiente sobre composición de tarifa-supplier pre-tax margin).
- El índice Herfindahl-Hirschman Index (HHI) fue de 987 a nivel de comercialización.
- Número de clientes que cambian de comercializador: 20% de consumidores se cambiaron de proveedor desde Julio de 2018 a Junio 2019 (año anterior fue 19%)

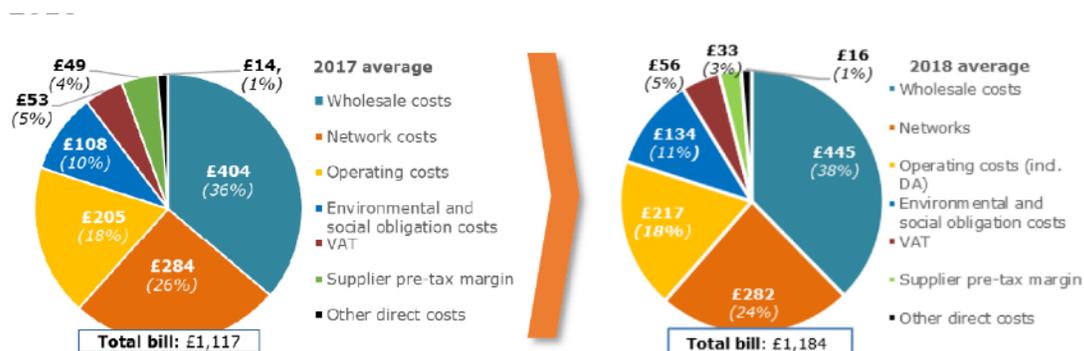


Figura 8.5: Composición de tarifas cliente final

¹³⁹ Este análisis también se incluirá en sección de monitoreo de mercado del informe 1.

¹⁴⁰ https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/11/20191030_state_of_energy_market_revised.pdf

Entre junio de 2018 y junio de 2019, doce proveedores perdieron su licencia de comercializador, nueve de ellos a través del proceso Proveedor de último recurso. La condiciones para operar se establecen la licencia “ELECTRICITY ACT 1989 Standard conditions of electricity supply licence”¹⁴¹.

E.3.2 Inserción en mercado de SSCC

Operación del mercado de servicios complementarios y la participación del comercializador en éste

Los servicios complementarios están incluidos dentro del mercado denominado “*Balancing Services*”. La lista de servicios incluidos en esta categoría es como sigue:

- *Black start*
- *BM start up*
- *Demand side response (DSR)*
- *Demand turn up*
- *Enhanced frequency response (EFR)*
- *Enhanced reactive power service (ERPS)*
- *Fast reserve*
- *Firm frequency response (FFR)*
- *Intertrips*
- *Mandatory response services*
- *Obligatory reactive power service (ORPS)*
- *Short term operating reserve (STOR)*
- *Super SEL*
- *System operator to system operator (SO to SO)*
- *Transmission constraint management*

Los comercializadores de energía pueden participar del mercado de “*Balancing Services*”. Asimismo, a partir del año 2018 está permitido que los agente denominados “agregadores” puedan participar de este mercado. Los agregadores¹⁴² pueden ser organizaciones independientes o actores del mercado que combinan roles, como *prosumers*, comercializadores o Generadores¹⁴³.

¹⁴¹

<https://epr.ofgem.gov.uk/Content/Documents/Electricity%20Supply%20Standard%20Licence%20Conditions%20Consolidated%20-%20Current%20Version.pdf>

¹⁴² <https://www.energy-uk.org.uk/publication.html?task=file.download&id=6798>

¹⁴³ <http://watt-logic.com/2018/10/03/balancing-mechanism/>

Las grandes empresas industriales y comerciales, las empresas pequeñas y medianas, y los agregadores, pueden participar del servicio de *Demand side response* (DSR). Quienes proveen el servicio de DSR deben disminuir o aumentar la demanda una vez revisada la señal de parte de los operadores. Quienes proveen el servicio DSR pueden participar del mercado de capacidad ("*Capacity Market*") y de los servicios de frecuencia de respuesta rápida (*Firm frequency response -FFR*). Para participar del mercado de la capacidad hay que estar disponible a reducir la demanda tres al año, durante 30 minutos cada vez, con una advertencia de cuatro horas de anticipación.

Barreras de entrada para nuevos participantes

Este document podría ser de interés "Policy and Regulatory Barriers to Local Energy Markets in Great Britain"¹⁴⁴.

Tipos de licencias otorgadas

Se establecen explícitamente los productos que puede ofrecer y la forma de prestación y remuneración de cada uno de ellos.

E.3.3 Inserción en mercado de Capacidad

El mercado de capacidad tiene como objetivo garantizar el suministro de la demanda eléctrica al proporcionar un pago mensual para las fuentes que pueden aportar suficiencia al sistema. Los generadores, sistemas de almacenamiento y los mecanismos de DSR pueden participar del mercado de la capacidad ("*Capacity Market*"). Las licitaciones se realizan con cuatro de anticipación. El pago mensual proviene de los comercializadores ("*suppliers*") de acuerdo a la demanda de sus clientes.

Los "agregadores" pueden participar del mercado de capacidad. Para participar del mercado de la capacidad hay que estar disponible a reducir la demanda tres al año, durante 30 minutos cada vez, con una advertencia de cuatro horas de anticipación. Eventualmente el periodo de tiempo podría exceder los 30 minutos.

¹⁴⁴https://ore.exeter.ac.uk/repository/bitstream/handle/10871/33607/09.05.18_Policy_and_Regulatory_Barriers_to_LEMs_in_GB_BRAY_.pdf?sequence=1&isAllowed=y