

# Normativa Chilena referida a Generación Distribuida como Agente del Mercado Eléctrico

Jorge Herrera B., *Student Member IEEE*

**Resumen**—La participación de la Generación Distribuida (GD) como nuevo agente de Mercado interviene directamente en la tradicional segmentación del sector eléctrico, requiriendo nuevas normativas y una reglamentación clara que permita una adecuada compatibilidad entre los distintos elementos componentes del sistema eléctrico. La variabilidad de precios de fuentes primarias de energía (petróleo, gas), la dependencia energética y la búsqueda del aseguramiento del suministro eléctrico hacen que Chile no esté ajeno al crecimiento sostenido de la penetración de la GD en el mundo, en donde los cambios introducidos al marco normativo por medio de las Leyes N° 19.940 y N° 20.018 (Ley Corta I y II respectivamente) buscan fomentar y regular la generación eléctrica primordialmente con energías renovables no convencionales (ERNC), incluyendo Pequeños Medios de Generación (PMG), Medios de Generación No Convencionales (MGNC) y Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD). La anterior regulación se encuentra concentrada en el Decreto N° 244 y su correspondiente Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO), que será detallada en este informe.

**Palabras Clave**—Generación Distribuida, Empresas Concesionadas de Distribución, Reglamento para Pequeños Medios de Generación, Mercado Eléctrico.

## I. NOMENCLATURA

CMg : Costo Marginal  
IOM : Informe de Operación Mensual  
VAD : Valor Agregado de Distribución

## II. INTRODUCCIÓN

Antes de mencionar la normativa sobre Generación Distribuida, es necesario conocer algunas definiciones del mercado eléctrico. El modelo actual de mercado en Chile está basado en una estructura tipo Pool, lo que significa que existe una coordinación de la operación, tanto física, económica y comercial, del sistema en forma centralizada y una estructura de contratos bilaterales financieros no necesariamente por medio de un comercializador [1]. El operador recae en un solo organismo para cada Sistema Interconectado (SI): Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). El CDEC es el Operador de Mercado (OM) y de Sistema (OS) definido en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), DFL N°1, del año 1982, y reglamentado por el Decreto Supremo N° 327, del año 1997, ambos del Ministerio de Minería [2]. Así, los agentes de mercado definidos en un modelo simplificado [3], que se muestran en la Figura 1, son:

- **Generadoras:** empresas propietarias de centrales de generación eléctrica, que se encuentran bajo condiciones de competencia.
- **Transmisoras:** Transfieren la energía eléctrica desde las centrales de generación hacia los centros de consumo, existiendo bajo monopolios naturales.
- **Distribuidoras:** Empresas que finalmente entregan la energía eléctrica a consumidores, bajo la existencia de áreas geográficas exclusivas de concesión.
- **CDEC:** Organismo encargado de la coordinación del mercado y del sistema.

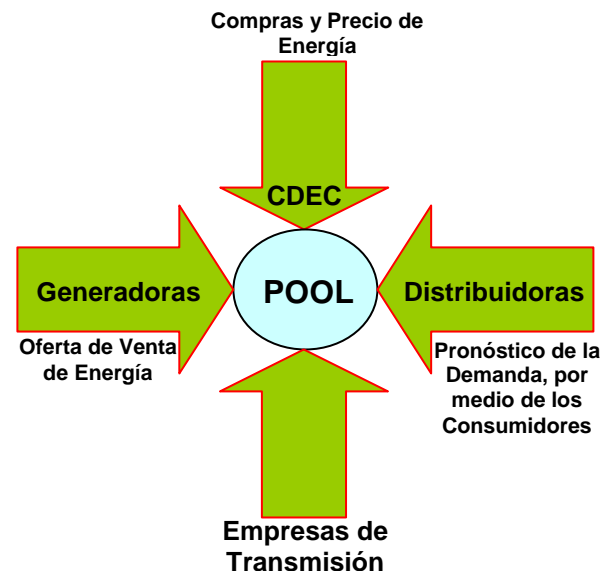


Figura 1

La anterior estructura origina lo que es conocido como Mercado Spot, en donde el CDEC se encarga de determinar diariamente, mediante la minimización de los Costos de Operación, el despacho de las unidades generadoras del sistema eléctrico para abastecer la demanda de energía. Al existir variación horaria de energía, se define el Costo Marginal Instantáneo (CMgi), que en definitiva es el precio del Mercado Spot. Al Mercado Spot sólo tienen acceso los generadores de energía eléctrica y es usado normalmente cuando ciertos generadores no logran responder a sus contratos de suministro [4]. En esos casos, las empresas generadoras recurren al Mercado Spot y compran la energía que requieren para lograr el cumplimiento de sus contratos.

A modo de incentivar la incorporación de nuevos actores en el mercado, como productores independientes con PMG conectados directamente en el sistema de transmisión (Tx) o distribución (Dx), y poniendo énfasis en incrementar el uso de ERNC, el marco legislativo permite la apertura a un modelo de mercado más extenso con interacción bidireccional [1], generalizado en la Figura 2, en que se incluyen agentes adicionales a los del esquema simplificado anterior:

- **Productor Especial:** Corresponde a productores no convencionales, por ejemplo autoprodutores, cogeneración, generadores de ERNC, PMG, etc.
- **Cliente Regulado:** Consumidor final con tarifa fija, cuya potencia es menor a 2000kW.
- **Cliente Libre:** Consumidor con potencia conectada mayor a 2000kW, que posee tarifas libres.
- **Comercializador:** Agente económico con capacidad para comprar y vender energía.
- **Agente Externo:** Se refiere a los actores externos al país que desean participar en el mercado, ya sea como compradores o vendedores de energía.
- **Operador de la Red o Sistema (OS):** vela por la operación técnica y la seguridad de la red eléctrica.
- **Operador de Mercado (OM):** administra el mercado financiero de compra y venta de energía. OS y OM corresponde a diferentes direcciones del mismo CDEC del sistema.
- **Ente Regulador:** encargado de que todos los actores operen bajo un marco regulatorio; fija las reglas, dicta normas y resuelve divergencias. Puede componerse de una o más instituciones del estado: Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Al permitir en el pool eléctrico sistemas de generación basados en pequeñas unidades, que ya no sólo pueden ser conectadas a nivel de transmisión, sino que también en distribución (GD), surge la necesidad de que la conexión y operación de estos sistemas sea conforme a la normativa vigente para sistemas de generación de mayor capacidad y no produzca deterioro en los sistemas de distribución y transmisión, a la vez que se fomenta el aseguramiento del suministro eléctrico.

### III. MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDOS

Normalmente al hablar de Generación Distribuida, se entiende como un nuevo sistema de generación. Tanto en Chile como en el mundo, los inicios de la generación eléctrica tuvieron como principal componente sistemas generadores que se encontraban en el mismo sitio del consumo, compuestos en su mayoría por autogeneradores independientes que proveían electricidad a pequeñas cargas locales, esto es, Generación Distribuida. De la mano del crecimiento demográfico y el consecuente aumento del consumo energético, además de las limitantes técnicas de la generación centralizada, el anterior modo de proveer electricidad evolucionó hasta los actuales sistemas de generación, en donde los recursos energéticos se encuentran alejados de los centros de consumo.

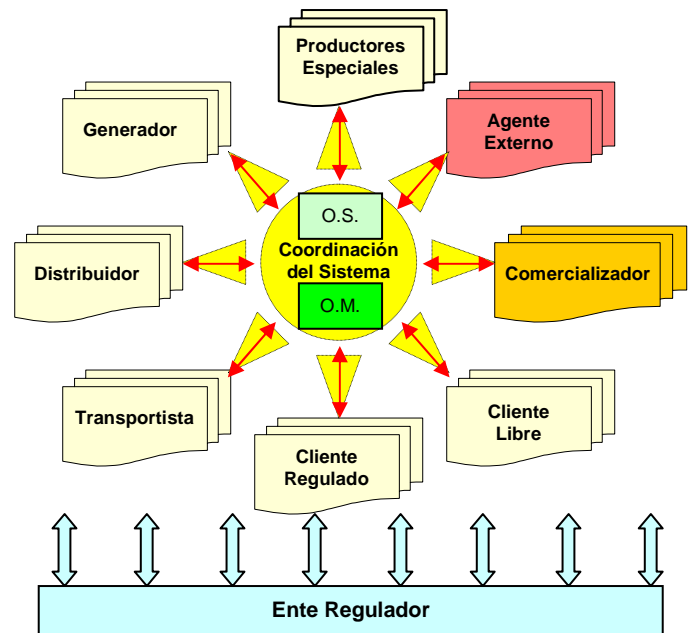


Figura 2

Así, la Generación Distribuida tiene relación con la producción de energía eléctrica en pequeña escala, sistemas que se conectan directamente al sistema de distribución, ubicadas en zonas próximas a las cargas o consumos finales. Lo nuevo que implica la utilización de GD es coexistir dentro del actual mercado eléctrico, en donde los pequeños medios de generación distribuida tienen la posibilidad de vender su energía no sólo a CMgi, sino que también bajo un régimen de precio estabilizado (precio nudo de potencia y energía, según decreto tarifario realizado 2 veces al año por la Comisión Nacional de Energía (CNE)).

La normativa chilena que origina el D.S. 244, se basa en las modificaciones a la Ley 19.940, que regula MGNC y PMG que posean excedentes de potencia suministrados al sistema que sean inferiores a 20.000kW, además de la determinación de precios y mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por los medios anteriores que no superen los 9.000kW de excedentes de potencia suministrada. A su vez, la Ley 20.018 establece el derecho de los MGNC, PMG y PMGD de suministrar a las empresas concesionarias de distribución, hasta el 5% del total de la demanda destinada a clientes regulados.

### IV. REGLAMENTO PARA PMG, MGNC Y PMGD.

Existe una diferencia clara respecto a los PMG, MGNC y PMGD, definida en el decreto 244, que se ilustra en la Figura 3:

- **MGNC:** Medios de generación que poseen como fuente energética recursos no convencionales y que tienen excedentes de potencia suministrada al sistema inferiores a 20.000kW. Pueden ser conectados en

instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, de Sub-transmisión, Adicionales o de Distribución, cumpliendo límites de potencia respectivos.

- PMG: Pequeños medios de generación con excedentes de potencia suministrables al sistema igual o menores a 9.000kW, conectados a instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, de Sub-transmisión o Adicionales.
- PMGD: Posee características de potencia iguales a PMG, siendo la diferencia su conexión, que se realiza por medio de las instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución que utilicen bienes nacionales de uso público. Las empresas de Dx deberán permitir la conexión a sus instalaciones cuando los PMGD puedan acceder, mediante líneas propias o de terceros.

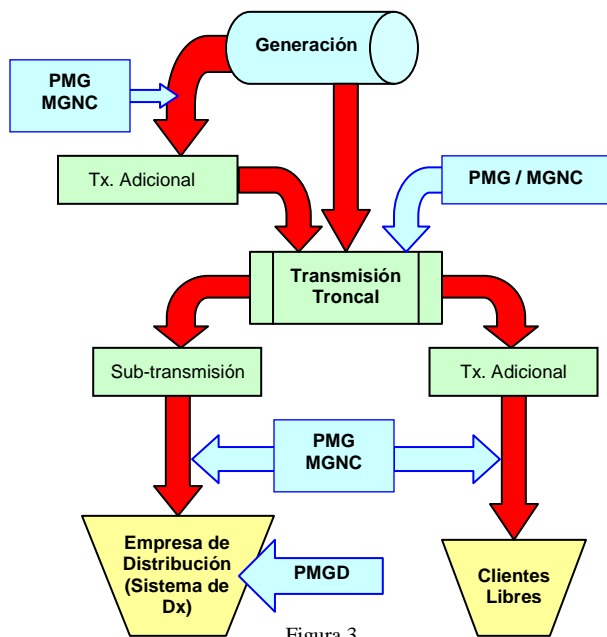


Figura 3

Las empresas de Dx deberán entregar toda la información técnica de sus instalaciones para el adecuado diseño y evaluación de la conexión de un PMGD, no pudiendo imponer a los propietarios de PMGD condiciones técnicas de conexión u operación diferentes a las estipuladas en la NTCO. Adicionalmente, cuando un PMGD es conectado a las instalaciones de una empresa concesionaria de Dx, el propietario u operador adquiere la calidad de usuario de la red, por lo que se le aplicarán los mismos derechos y obligaciones que estipula la Ley, además debe contar con requerimientos y dispositivos de protección, sincronización y medida.

Para solicitar la conexión a la red de Dx, el propietario u operador de un PMGD debe cumplir ciertas exigencias y efectuar el procedimiento estipulado:

1. El interesado en conectar un PMGD deberá comunicar su intención a la empresa de Dx, mediante formulario

Nº1 de la NTCO. Se envía copia de tal formulario a la SEC.

2. La Empresa de Dx debe responder en un plazo máximo de 15 días, entregando información de la red a propietario de PMGD, por medio de Formulario Nº2 de NTCO.
3. El propietario del PMGD debe desarrollar las especificaciones de conexión y operación de sus proyectos, a partir de la información proporcionada por la empresa de Dx y las normas vigentes. Con lo anterior, el interesado presenta una Solicitud de Conexión a la Red (SCR), completando la información del Formulario Nº3 de NTCO. Se envía copia del SCR a la SEC y CDEC.
4. En un plazo máximo de 2 meses, la empresa de Dx debe manifestar el estar de acuerdo o en desacuerdo de la SCR mediante la emisión del Informe de Criterios de Conexión (ICC), con copia a la SEC.
5. Si hay disconformidad por parte del propietario frente al ICC, en un plazo máximo de 20 días, debe solicitar a la empresa de Dx la corrección a dichos informes, incluyendo antecedentes que fundamenten su disconformidad, remitiendo una copia a la SEC.
6. De existir la disconformidad anterior, la empresa de Dx debe responder la solicitud de correcciones a más tardar 15 días corridos de recibida la disconformidad, incluyendo modificaciones efectuadas.
7. La SCR será aceptada cuando en el ICC la empresa de Dx esté de acuerdo a la SCR, o cuando de existir el punto 5., se resuelve finalmente la disconformidad.
8. El interesado deberá informar a la SEC el cumplimiento de la NTCO de su PMGD. La aceptación de la SCR tendrá una vigencia de 1 año y medio a contar de la recepción favorable del ICC por parte del interesado.

Un dato interesante que muestra el reglamento es que la conexión a la red de Dx la realizará la empresa de Dx; de existir cargos, los pagará el propietario del PMGD, así como también debe efectuar la construcción de los empalmes correspondientes. Esta imposición es idéntica a la de un cliente regulado, pues el propietario del PMGD recibe obligaciones y derechos de cliente. El resguardo de la calidad de servicio y la seguridad de la red, la Ley lo reglamenta obligando al propietario de un PMGD a informar a la empresa de Dx, antes del 15 de diciembre de cada año, sobre el plan de mantenimiento que debe poseer, además de comunicar posibles reparaciones o modificaciones al PMGD. De existir alguna maniobra que requiera desconexión o conexión, como puede ser el control de tensión, mantención, o trabajo con equipos de compensación reactiva, deberá efectuarse de forma coordinada con la empresa de distribución, a la vez que debe ser comunicada dicha maniobra a la Dirección de Operación (DO) del CDEC respectivo.

La forma que tiene la empresa de distribución de dar a conocer los costos asociados a la conexión de un PMGD, es por medio del balance entre costos adicionales en zonas adyacentes al PMGD y los ahorros por la operación de dicho

PMGD. La empresa de Dx podrá acreditar, mediante estudio, que los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD son mayores a los ahorros por operación del PMGD y proponer al propietario alternativas para el pago de los costos de conexión. En caso contrario, los costos de conexión son nulos.

Todo PMGD operará con auto-despacho. Esto quiere decir que, habiendo informado al CDEC sobre las características técnicas de inyección de potencia al sistema, el propietario será responsable de determinar la potencia y energía a inyectar a la red de Dx, puesto que se considera que los PMGD no disponen de capacidad de regulación de sus excedentes, como sucede con grandes centrales generadoras que tienen despacho controlado por el CDEC del sistema respectivo. Aún así, se debe coordinar la operación de auto-despacho tanto con la empresa de distribución como con el CDEC, para efectos de la programación global del SEP y determinación de transferencia entre generadores, según lo manifiesta la normativa. Esta coordinación debe efectuarse a más tardar el 25 de cada mes o el día hábil siguiente, enviando un Informe de Operación Mensual (IOM) a la empresa de distribución y a la DO del CDEC, señalando disponibilidad de excedentes esperados en el mes siguiente. Si el propietario del PMGD advierte que no podrá responder a la previsión informada en el IOM, deberá dar aviso a la empresa de distribución y a la DO del CDEC en un plazo máximo de 48 horas después de constatar la situación, actualizando entonces en el IOM la disponibilidad para lo que queda de mes. La DO o la empresa de Dx al mes siguiente podrá exigir al propietario del PMGD un informe en el cual justifique las desviaciones producidas entre la operación esperada y la operación real.

Se puede observar con la anterior exigencia, que el propietario requiere que esté atento a las condiciones de su PMGD de forma continua, obligándolo a poseer sistemas de monitoreo fiables tanto de la fuente de energía, como de la potencia a inyectar. Este punto puede ser clave en la participación del propietario como pequeño generador. Aún con lo anterior, no se menciona sanción alguna aplicable a la variación de las condiciones de operación.

La alternativa del operador del PMGD de vender su energía a CMgi (calculado por el CDEC en la barra de más alta tensión de la SS/EE primaria de Dx) o bajo régimen de precio estabilizado (precio de nudo de la energía mediante decreto tarifario efectuado por la CNE), debe ser comunicada al CDEC respectivo al menos 6 meses antes de la entrada en operación de la unidad generadora. Podrá permanecer en cada régimen durante 4 años, debiendo comunicar su opción de cambio al menos 1 año antes del término del periodo.

Los PMGD que participen de transferencia de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren coordinadas por un CDEC, deberán participar del pago de costos de transmisión asociados al uso que sus MG hacen de los sistemas de transmisión troncal, sub-transmisión y transmisión adicional. Esta exigencia fue punto de discusión antes de la promulgación del decreto normativo, puesto que grandes empresas generadoras debían y deben pagar por el uso de sistemas de transmisión, sin embargo, las pequeñas centrales generadoras conectadas en la red de Dx que transferían energía a otras

empresas que utilizaban los sistemas de transmisión, eran exceptuados del pago, lo que provocó controversias dentro del segmento de la generación. Por lo tanto, ahora, todos deben pagar el uso de los sistemas de transmisión, excepto PMGD que sean además MGNC, los que se encuentran exentos del pago total o parcial de los peajes por el uso que las inyecciones de esos MG hacen de los sistemas de transmisión troncal, según la normativa vigente. El uso de instalaciones de distribución para cualquier PMGD está exento de pago de peaje, salvo el caso que se entregue suministro a clientes libres que se encuentren dentro de la zona de concesión de la empresa de distribución, caso en el cual se debe pagar un peaje de distribución, según lo estipula la Ley [6].

Por lo anterior, es posible concluir que los PMGD están enfocados a transferir energía a clientes regulados que se encuentran dentro de la zona de concesión de la empresa de distribución donde está conectado el MG mencionado. Cabe mencionar que los niveles de tensión a los cuales puede ser conectado un PMGD en sistemas de Dx son los de Media Tensión (MT) establecidos por la LGSE. La regulación de tensión se mantiene invariante (+-6%). Para sistemas en Baja Tensión, no existe la posibilidad de conexión de un PMGD, según lo acordado por la norma Nch Elec 4-2003. Cabe señalar que el Decreto 244 se encuentra vigente desde el 17 de febrero del 2006.

Los PMG que no sean de GD, están sujetos a coordinación del CDEC respectivo. Los MGNC tienen la opción de auto-despacho, tal como los PMGD.

## REFERENCIAS

- [1] Luis Vargas, Rodrigo Palma, Oscar Moya, “Mercados Eléctricos y Bolsas de Energía: Aspectos Críticos Para su Implementación en Chile”, FONDECYT, Dpto. de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile.
- [2] CDEC-SIC: <http://www.cdec-sic.cl>
- [3] Gabriel Guerra, “Análisis de factibilidad de proyectos de Generación Distribuida (GD)”, tesis Ingeniería Civil Eléctrica, 2006, PUCV.
- [4] Cristian García, “Pequeños Medios de Generación Distribuida: Caso Aplicación Purines de Cerdos”, tesis Ingeniería Civil Electricista, 2006, Universidad de Chile.
- [5] CONAE, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, México: <http://www.conae.gob.mx>
- [6] Ley N° 19.940 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que “Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica”, 2004.