

**ALGUNAS CONSIDERACIONES SOBRE LA LEY 20.571,  
QUE INCENTIVA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA  
POR MEDIOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES**

SOME CONSIDERATIONS ABOUT LAW N° 20.571,  
WHICH ENCOURAGES ELECTRICITY GENERATION  
BY NON-CONVENTIONAL RENEWABLE RESOURCES

**Gonzalo Nicolás Aravena Eriz\***

**Resumen:** El presente trabajo versa principalmente sobre el nuevo instrumento normativo de fomento de generación eléctrica a través de los llamados “medios de energía renovables no convencionales”, en adelante ERNC, de la ley 20.571, publicada el 22 de marzo 2012, que regula el pago de tarifas eléctricas a generadoras residenciales, y el decreto 71 del Ministerio de Energía, que la complementa, publicado en el Diario Oficial el 06 de Septiembre de 2014, y cuya entrada en vigencia se encuentra diferida hasta 30 días hábiles desde publicación del mismo. Se explicará brevemente algunos conceptos básicos para entender el funcionamiento y lógica de esta nueva norma. A falta de legislación y doctrina chilena en cuanto a la regulación de generación residencial o a pequeña escala de energía eléctrica a través de medios ERNC, se analizará la de algunos otros países que ya cuentan con experiencia en este tema. Se analizará la nueva ley, y se expondrán algunas ideas, críticas, y aciertos que tuvo el legislador, de forma que su tratamiento sea óptimo para que la nueva normativa cumpla su fin de incentivar la generación a través de estos medios y, por último, se dará una breve conclusión con reflexiones sobre el particular.

**Palabras clave:** Facturación neta, medición neta, derecho eléctrico, ERNC.

**Abstract:** This work focuses mainly on a new legal instrument which promotes electricity generation. This, through the so-called “Non-conventional renewable energy means”, hereinafter ERNC. Contained in Law number 20,571, published on March 22, 2012 (which regulates the payment of generating residential electricity rates) and the Decree 71 of the Ministry of Energy, which complements the mentioned law, published in the Official Gazette on September 6, 2014, and whose entry into force was postponed to 30 working days after publication. Some basic concepts to understand the functioning and logic of this new standard will be briefly explained. Due to the lack of legislation and Chilean doctrine regarding the regulation of residential or small-scale generation of electricity through ERNC means, we will consider laws of other countries that already have experience in this area. The new law will be analyzed, some ideas will be exposed, as well as critiques and right guesses given by the legislature, so that its treatment is

\* Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales de la Universidad de Concepción, Abogado. Correos electrónicos: gonzaravenariz@gmail.com, gonzaloaravena@udec.cl

optimal to the new rules, to fulfill the purpose of encourage its generation through these means. Finally, we will conclude with a brief reflection on the topic.

**Keywords:** Net sales, net metering, electric law, ERNC (URE).

## 1. Introducción

El presente trabajo tiene por objeto exponer la nueva norma sectorial que regula la generación “residencial”, aunque como explicaremos puede perfectamente no serlo, de energía eléctrica por medios ERNC. Esta ley, en sus aciertos y errores, regula una serie de derechos y deberes que tiene el nuevo generador-consumidor de energía eléctrica, dando un marco básico al que debe sujetarse, tratando de contrapesar los intereses de estos últimos como los de las empresas distribuidoras. Buscando regular y fomentar la generación ERNC, en los últimos años se ha levantado toda una legislación sectorial en esta materia, y la ley 20.571 es una más que se suma en este esfuerzo. Sin embargo, debemos hacer presente que nuestro país ha sido incapaz de cumplir tanto sus propios programas de planificación energética, como obligaciones internacionales contraídas<sup>1</sup> en este sentido. Como veremos, la presente norma puede fracasar en su objetivo de fomentar el desarrollo de capacidad instalada ERNC, por no ser considerada por los agentes económicos involucrados como un incentivo real que marque la diferencia entre la viabilidad o no de la generación eléctrica a través de estos medios, en los términos en que fue promulgada. Se expondrá también como legislación comparada el ejemplo del estado de California, Estados Unidos, además de un análisis de los aspectos más importantes de esta nueva ley, y a su reglamento complementario, así como críticas y conclusiones generales.

## 2. Algunos aspectos previos a considerar

El segmento de generación posee una tarificación basada en el sistema de costo marginal (*peak-load pricing*), de esta forma, el sistema considera que la señal óptima para la inversión y operación en el ámbito de la generación

<sup>1</sup> La ley 20.257, de 1 de abril de 2008, que establecía la obligación de certificar un porcentaje de generación por medios ERNC del orden del 10%, al año 2020 tuvo que ser modificada por la ley 20.698, del 22 de octubre de 2013, que ordena que los contratos entre de entre el 31 de agosto de 2007 y el 1 de julio de 2013 deben llegar al 10% el año 2024, y a los celebrados con posterioridad, el 12% el año 2020 hasta llegar al 20% el año 2025. Cabe mencionar obligaciones de controlar las emisiones de CO2 suscritas a raíz de Convenio de Kioto ratificado por Chile no se han podido cumplir, de hecho tales emisiones han aumentado.

eléctrica corresponde a: 1) costo marginal instantáneo de energía generada (costo de operación del generador más caro en uso para abastecer la demanda), más, 2) costo de inversión del generador más económico para abastecer la punta del sistema (corresponde a un costo marginal de capacidad o potencia) (Rudnick, 2010). Este costo es determinado por el CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) hora a hora.

Para que el lector no habituado a la terminología del derecho eléctrico, adelantamos que, a nivel de distribución<sup>2</sup>, los precios se determinan sobre la base de la suma de los siguientes costos<sup>3</sup>:

a.- *Precio de nudo*, ya sea del nivel generación-transporte (precio nudo de corto plazo), o el establecido en los contratos de suministro bajo el nuevo régimen de licitaciones de la ley corta II (precio nudo de largo plazo).

b.- *Cargo único*, por concepto del uso del sistema de transmisión troncal, señalado en la letra a) del artículo 102 de la LGSE.

c.- *Valor agregado por concepto de costos de distribución*, del nivel de usuarios finales. Este se fija en consideración a una empresa modelo determinada por la autoridad, e incluye: a) Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo, b) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía, y c) Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.

Estos valores deben adaptarse a través de fórmulas que representen una combinación de dichos valores, de tal modo que el precio resultante de su-

<sup>2</sup> Según el profesor Alejandro Vergara Blanco (2004), en su obra *Derecho eléctrico*, el proceso productivo de generación eléctrica puede distinguirse en tres distintas actividades:

"1) Generación; que consiste en la producción de la energía eléctrica a partir de recursos hidráulicos, en el caso de las centrales hidroeléctricas, petróleo, biomasa, carbón o gas, en el caso de las termoeléctricas, o cualquier otro medio de energía primaria que sirva para producir energía eléctrica, como fisión nuclear, celdas de hidrógeno, ERNC, etc.

2) Transporte; que consiste en la transmisión de energía eléctrica a través de líneas o conductores físicos de alta tensión, desde las centrales generadoras pasando por terrenos públicos y privados, ríos, caminos y todo accidente intermedio, hasta las subestaciones de transformación que reducen el voltaje de la corriente eléctrica.

3) Distribución; que consiste en la conducción del fluido a tensión reducida, desde las subestaciones transformadoras hasta los lugares de consumo. La distribución permite llevar la energía eléctrica desde las líneas aéreas y subterráneas, extendidas a lo largo de calles y caminos, hasta los empalmes de los consumidores, quienes son los usuarios finales de la energía y cierran el esquema" (p. 22).

<sup>3</sup> Esta estructura tarifaria sólo se aplica a los usuarios regulados, pues el precio a clientes libres se fija conforme a las reglas del libre mercado y la libertad contractual.

ministro corresponda al costo de la utilización por parte del usuario de los recursos a nivel producción transporte y distribución empleados.

La Ley General de Servicios Eléctricos regula las bases de cálculo para la tarifa final, considerando los elementos antes señalados, y que se fija cada 4 años. Se debe también efectuar una simulación de los resultados obtenidos, de forma que si el conjunto de las compañías distribuidoras obtiene una tasa de rentabilidad económica inferior a 6% o superior a 14%, se corrigen hasta alcanzar el valor más próximo a estos límites. Este procedimiento excluye a los clientes libres, pues solo se aplica a clientes regulados.

### 3. Sobre la generación dispersa o distribuida

El DPCA (*Distribution Power Coalition of América*) la define como, *cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución*. Este modelo de generación lleva implícito muchas ventajas; permite reestructurar el sector eléctrico, eliminar la planificación centralizada, y aumentar la competencia, mediante el ingreso de pequeños actores al mercado. En doctrina existen principalmente dos métodos para la implementación de la generación distribuida a nivel residencial:

a.- *Net Metering*, o medición neta. Según Hughes y Bell (2006), en este sistema un único medidor bidireccional (mide en ambos sentidos el flujo de electricidad) es utilizado para registrar el consumo del usuario, al principio y al final del periodo de lectura. Cuando la generación del usuario excede la demanda, el medidor corre en sentido contrario, inyectando la energía a la red. La diferencia entre estos dos valores indica lo siguiente: a) si la energía consumida fue mayor a la generada, el valor final será superior al del comienzo, por otra parte, b) si lo generado es mayor que lo consumido, será este valor inferior al de referencia.

Es un sistema muy simple de implementar, pero genera algunos problemas, primero, al usar un solo medidor es imposible determinar cuánta energía realmente se consume y cuánta se genera, pues el medidor solo mide la diferencia neta entre ambas (de ahí el nombre, medición neta) en consideración a un valor de referencia. Y segundo, solo es balance de energía, y como sucede en nuestro país, lo cobrado por las distribuidoras no es solo la energía en sí misma, sino otros factores, como la potencia, e incluso el consumo en distintos momentos del día o del año, y si los valores de lo consumido y generado no son iguales y constantes, dificulta mucho la

aplicación del mismo, en un modelo de mercado eléctrico como el chileno basado en el principio marginalista.

b.- *Net billing*, o facturación neta. Según Hughes y Bell (2006), bajo este modelo se usan dos medidores para registrar cantidad de la electricidad generada y consumida por el usuario dentro de un periodo de facturación, por separado. Esto permite tener un mayor control por parte de la distribuidora de los montos exactos de lo generado y consumido, su evolución histórica, así como lo más importante, permite tasar ambos montos de distinta forma para su cobro.

### 3. Legislación comparada

A continuación, se expondrá, como muestra, el tratamiento normativo del estado de California, Estados Unidos. Nos gustaría incluir más ejemplos a nivel internacional de legislación sobre generación distribuida, pero la extensión del presente trabajo solo nos permite la descripción de este caso que encontramos notable por lo novedoso de su tratamiento, así como por el éxito que ha tenido en su implementación<sup>4</sup>. Tal normativa es presentada como ejemplo de, según creemos, la correcta aplicación de principios que deberían primar en una legislación de este tipo, a saber, equidad en la valorizaciones de las inyecciones, amplitud en la definición de sujeto activo del derecho, reconocimiento de beneficios medioambientales, entre otros, dentro de un marco legal que pretenda tanto el aumento de la capacidad instalada del país como la descarbonización de la misma.

El estado de California ha implementado una exitosa política de fomento a la generación distribuida, siendo líder en Estados Unidos en generación residencial, elevando la capacidad fotovoltaica instalada desde 13 MW en 2002, a más de 775 MW en 2010 (Weissman y Johnson, 2012). El modelo de medición neta de California tiene su última regulación dada por la *Senate Bill N° 489* de 17 de febrero de 2011, que enmienda la sección 2827 del *Public Utilities Code*. Para ser beneficiario en este régimen, se debe ser usuario residencial, pequeño industrial, agro-industrial o comercial, estar en calidad de arrendatario, poseedor o dueño de equipos de generación solar

<sup>4</sup> Exhortamos al lector interesado a seguir otros casos notables de legislación comparada, como el de Puerto Rico, Australia, Alemania, España, entre otros, algunos de los cuales han sido analizados en la Memoria para optar al grado de licenciado del mismo autor del presente texto, intitulada "*Algunas consideraciones sobre la generación eléctrica residencial, y en particular sobre el incentivo establecido en la ley 20.571, de 22 de marzo de 2012*".

(térmico o fotoeléctrico), eólico, o híbrido de ambos medios, con un límite de 1 MW, y que esté interconectado a la red eléctrica de distribución con capacidad de inyectar tensión en él.

Se establece un límite de carga máxima de la red de distribución de 5% del total, más allá de él, la distribuidora no está obligada a suministrar el servicio de medición neta. También se establece la obligación de contar con un medidor bidireccional, y si el usuario elige una opción tarifaria de horarios diferenciados, con uno con capacidad de medir la energía bajo esta modalidad, aunque es opcional contar con dos medidores unidireccionales, instalados a costa de la distribuidora, cuya información solo podrá ser utilizada con fines estadísticos o para una medición más precisa de los netos de energía. Si el medidor con que el usuario cuente no es capaz de medir bidireccionalmente, tendrá que ser repuesto a su costa por el exigido. Mes a mes se liquida el monto de la energía consumida e inyectada, cuyos excesos valorizados en dólares se acumulan al mes siguiente como activos, si dentro de los 12 meses siguientes a la primera inyección aún quedan excesos por compensar, se siguen las siguientes reglas: si al usuario le son aplicables los límites del programa *CARE*<sup>5</sup>, los excesos netos se valorizan al mismo precio del KW/h cobrado dentro de las líneas de base, pero si éstos superan los límites (*over baseline generation*), tales excesos se valorizan a la tasa de sobreprecio que establece el programa. Si el usuario tiene contratado un servicio eléctrico con tarifas *time-of-use*<sup>6</sup>, el exceso neto se le valorizará conforme al mismo precio de distribución que se le cobra en aquella franja horaria. Valorizados los excesos netos al término de los 12 meses, el usuario tiene dos opciones, solicitar se le compense por aquellos, o que se le acumulen como activos para el siguiente periodo de liquidación de 12 meses. Si el usuario no ejerce activamente este derecho de opción dentro de plazo, la opción desaparece y la distribuidora no estará obligada a compensarle de ninguna forma. Si se produce la compensación económica, la distribuidora adquiere junto con la energía neta valorizada el atributo ERNC intrínseca en ella, mientras esto no se produzca, pertenece al usuario que genera la energía, y queda libre para su transacción en el mercado.

<sup>5</sup> *California Alternate Rates for Energy* es un programa que tiene como objetivo reducir los consumos de energía residencial y que establece sobreprecios por KW/h consumido si éste excede ciertos estándares que determina la norma.

<sup>6</sup> Tarifas eléctricas diferenciadas por horario, donde se establecen sobreprecios por consumos en momentos *peak*, y que precisan de equipos medidores con capacidad de programarse conforme a estos horarios o comunicarse remotamente con la central de la distribuidora.

#### 4. Análisis a la ley 20.571

Esta ley no tiene precedentes en la legislación sectorial, y viene a regular un sector de generación por medios renovables que hasta ahora no tenía ningún tratamiento fuera de las normas generales del derecho chileno. Se adapta al ámbito residencial, así como clientes de carácter pequeño industrial, o dedicados a actividades de la agricultura, ganadería y silvicultura, con consumos mayores que los residenciales, eventualmente sujetos a opciones tarifarias distintas a la BT1, ubicados ya sea en zonas urbanas o rurales, los cuales pueden rentabilizar sus negocios a través del uso de residuos propios de sus procesos productivos.

El origen de esta ley yace en una moción parlamentaria, a iniciativa del senador don Antonio Horvath Kiss, de fecha 20 de agosto de 2008. Esta ley fue publicada el 22 de marzo de 2012 y el reglamento que la complementa fue publicado, a su vez, el 06 de septiembre de 2014, cuya entrada en vigencia se encuentra diferida hasta 30 días hábiles, desde la publicación del mismo decreto. Podemos comentar respecto a su génesis que el proyecto, finalmente, después de sus diversos trámites constitucionales, toma un cariz bastante diferente al ingresado. Explicita que el fin de la instalación no debe ser comercial. Además, zanja el punto relativo a qué medio de generación se aceptará, aprovechando la definición dada en la ley<sup>7</sup>. Es importante recalcar que, en cuanto a la valorización de las inyecciones, hace una importante modificación, pues se establece que al usuario se le pagará a precio nudo, mientras que el consumo se calculará conforme a las reglas generales, produciéndose un diferencial entre ambos flujos de energía, por lo que ya no podríamos estar hablando de un sistema medición neta, sino uno de facturación neta con crédito y recompra sin acumulación de remanentes al siguiente periodo de liquidación, con las importantes consecuencias de ello. Cabe mencionar que estas indicaciones fueron modificadas por una segunda discusión en sala, en la cual el proyecto quedó prácticamente igual, salvo que se le eliminó la prohibición de tener fines comerciales, y se amplió la posibilidad de que los remanentes no compensados en un periodo de liquidación pudieran ser acumulados para el siguiente indefinidamente. Nada se dijo de la valorización de la energía inyectada. En el 2º trámite constitucional, ante la Cámara de Diputados, se hicieron nuevas indicaciones por parte del ejecutivo, encabezado por el Presidente Piñera y su Ministro de Energía de la época, don Laurence Golborne. Tales indicaciones no difieren mucho de lo

<sup>7</sup> Letra a) del artículo 225 de la Ley General de Servicios Eléctricos, de 5 de febrero de 2007, y además, como también el reglamento complementario señala, instalaciones de cogeneración eficiente conforme a la letra ac) del mismo artículo.

que fue en la etapa anterior del proyecto, sino por dos puntos: 1) se establece la posibilidad de imputar estas inyecciones a la obligación que establece el artículo 150 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos para la empresas eléctricas que efectúen los retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW para comercializarla ya sea con distribuidoras o clientes finales, 2) se regula la valorización de las inyecciones conforme al principio que finalmente primó hasta la promulgación de la ley, o sea, al precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 158, que es, como explicamos, el precio de nudo más otros cargos anexos (o sea, el principio de que es energía más potencia). Ambos puntos son de lo más importantes, pues son principios que finalmente priman en la ley definitiva, y son pilares esenciales de la misma, y su implementación está cargada de consecuencias que se explicarán más adelante.

Finalmente, la ley, en su artículo único, manda a modificar la Ley General de Servicios Eléctricos, agregando un inciso final al artículo 149, e incorporando los artículos 149 bis, 149 ter, 149 quater y 149 quinqués, además de un artículo transitorio. Expondremos sus puntos más importantes.

El numeral 1) de este artículo único dispone que se le agregue un inciso final al artículo 149, en el siguiente tenor: *“No se aplicarán las disposiciones del presente inciso a aquellas instalaciones de generación que cumplan con las condiciones y características indicadas en el artículo 149 bis, en cuyo caso deberán regirse por las disposiciones establecidas en él”*. Esto quiere decir que las instalaciones beneficiarias de esta nueva ley (las contenidas en este 149 bis introducido por la ley 20.571) no se les aplica el régimen que establece la ley 19.940 “Ley Corta I”. Ello deja salva la posibilidad de conflictos en la aplicación de la ley.

El artículo 149 bis dispone, en su primer inciso: *“Los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes”*. Aquí deja expresado el nuevo derecho que esta ley da origen, y que antes no existía, que es el derecho que cabe al beneficiario activo de inyectar sus excedentes a la red. Este punto es el principal de la ley y marca su esencia. El beneficiario activo es el usuario final sujeto a fijación de precios dejando fuera a los clientes libres. En cuanto al sujeto activo del incentivo, podemos decir que, como está actualmente concebida la norma, considerando que es un sistema de facturación neta en que el excedente será con seguridad valorado a un precio más bajo que lo que se consuma, y que, por lo tanto, no estimula la instalación de equipos de potencia superior a la que asegure el autoconsumo, está adecuada a la inspiración que pretende. Sin embargo, estimamos que otro objetivo de la norma, el aumento en la generación

eléctrica mediante fuentes ERNC que diversifiquen la matriz energética, no está adecuadamente estimulado con la actual redacción del sujeto activo del incentivo. Si bien creemos que debe ser el cliente final regulado (de otra forma, se desnaturaliza totalmente la norma, y por lo demás hay otros instrumentos aplicables) quien pueda ejercer el derecho a inyectar sus excedentes, no es necesario que los equipos de generación eléctrica estén dispuestos “*para su propio consumo*”, pues, para el cumplimiento del objetivo descrito, es irrelevante, y da para pensar que la eliminación de la prohibición de ser con fines comerciales desapareció en la letra, pero no en espíritu. Inhibe la asociatividad entre personas que eventualmente estén dispuestas a emprender en conjunto proyectos de generación ERNC de forma local, que no necesariamente estén dispuestas para su consumo propio, sino para la inyección directa a la red, y que, obviamente, cumplan con los límites en la capacidad instalada que le den al proyecto características que le son propias. Para el caso de instalaciones de generación compartidas, se crearía un problema de bajo qué modalidad se inyectan los excedentes, tomemos el caso de condominios o edificios<sup>8</sup> que, como comunidad, posean estos medios. Este asunto es regulado en el reglamento, que en el inciso segundo del artículo 36 dispone “*en el caso de usuarios o clientes finales que dispongan en conjunto de un equipamiento de generación conectado a instalaciones de una empresa distribuidora, en donde el consumo y la inyección se registren en equipos de medición generales en la alimentación principal y en remarcadores para los consumos individuales interiores, estos podrán acordar con la empresa distribuidora las condiciones en que la generación e inyección del equipamiento de generación sea prorrateada entre cada uno de ellos*”.

Otro tema importante es el límite a la capacidad instalada de los equipos, el inciso cuarto prescribe “*La capacidad instalada por cliente o usuario final no podrá superar los 100 kilowatts*”. Establece el límite máximo que puede alcanzar la capacidad instalada del equipo, bajo todo respecto, sin embargo, en consideración a la seguridad operacional<sup>9</sup> o la configuración de la red,

<sup>8</sup> Si bien no es el tema central de nuestro trabajo, dejamos invitado al lector a considerar una modificación a la legislación urbanística y de construcciones, que debe ponerse al corriente del desarrollo social, económico y tecnológico del país, principalmente en desafíos que plantean la introducción de los vehículos eléctricos y un mejor aprovechamiento de la luz solar para calor y generación eléctrica. En relación a esto último, citamos el artículo “Acceso solar a las edificaciones. El eslabón pendiente en la norma urbanística chilena sobre actividad proyectual”, de Luz Alicia Cárdenas Jirón y Paula Uribe Araya, aparecida en la *Revista de Urbanismo* de la Universidad de Chile, N° 26, de julio de 2012.

<sup>9</sup> En cuanto a la seguridad operacional, podemos mencionar que el reglamento, en su artículo 6, dispone que en caso de desenergización del alimentador de distribución donde se encuentre conectado el equipo de generación, este deberá quedar impedido de realizar inyecciones, pues, pongámonos en el caso de un corte de emergencia, de seguir inyectando energía, constituiría una

los límites podrán ser inferiores a estos, lo que será tarea del reglamento regular en específico<sup>10</sup>.

También cabe resaltar lo descrito en el inciso quinto “*En caso alguno podrá la concesionaria de servicio público de distribución sujetar la habilitación o modificación de las instalaciones a exigencias distintas de las dispuestas por el reglamento o por la normativa vigente. Corresponderá a la Superintendencia fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones establecidas en el presente artículo y resolver fundadamente los reclamos y las controversias suscitadas entre la concesionaria de servicio público de distribución y los usuarios finales que hagan o quieran hacer uso del derecho de inyección de excedentes*”. En este asunto, el reglamento reproduce el mismo principio, estando la Superintendencia facultada para dirimir fundadamente controversias tanto en la tramitación de una solicitud de conexión<sup>11</sup> como otro tipo de reclamo en contra de la empresa distribuidora, así como también tiene facultades de recibir la declaración de puesta en servicio, sin la cual no puede iniciar válidamente un proceso de inyección de excedentes de energía.

En el sexto inciso se regula quizás el aspecto más importante de la ley, citamos “*las inyecciones de energía que se realicen en conformidad a lo dispuesto en el presente artículo serán valorizadas al precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 158*”. De lo que podemos interpretar, se colige la inspiración del modelo propuesto por el legislador; el de un sistema de net billing o facturación neta. La referencia que hace este inciso sexto al artículo 158 de la LGSE, debe entenderse a los precios promedios, fijados por decreto del Ministerio de Energía, y que, los concesionarios del servicio público de distribución, deben traspasar a los clientes regulados. Estos precios incluyen: a) el precio de nudo de corto plazo, el anteriormente conocido como precio de nudo de nivel generación-transporte, fijado semestralmente por la autoridad, b) el precio de nudo de largo plazo, que corresponde a los precios fijados por los contratos de suministro sujetos al nuevo régimen de licitación

---

amenaza para la seguridad tanto de las personas en general como del personal de mantenimiento de la distribuidora que realice su trabajo. También quedará el equipo impedido de inyectar excedentes en caso de suspensión del servicio, por ejemplo, por morosidad en el pago.

<sup>10</sup> Este límite inferior se deduce de la definición que da el reglamento de “capacidad instalada permitida”, o sea aquella que es susceptible de conexión en un punto dado de la red de distribución sin requerir para ello obras adicionales y/o adecuaciones. La regulación particular de los parámetros para fijar esta capacidad máxima permitida en un área asociada a un mismo transformador o alimentador se encuentran en el título III del reglamento.

<sup>11</sup> El reglamento regula en el capítulo primero del título II, con detalle, los plazos, contenidos y condiciones de la tramitación de la solicitud de conexión, así como la suscripción del contrato de conexión.

impuesto por la ley corta II, y c) las modificaciones que experimenten estos precios mediante el sistema de indexación a que se sujeten. Cada empresa distribuidora debe traspasar los precios al cliente regulado ponderando los suministros de energía entregados conforme al régimen antiguo (precio nudo corto plazo), y a los suministrados conforme al nuevo régimen de licitaciones (precio nudo de largo plazo), si este precio promedio supera en más del 5% al establecido para todas las distribuidoras, la diferencia debe recargarse al resto de las empresas, a prorrata. Como vemos, el valor a que hace referencia este inciso (el establecido en el artículo 158 de la Ley General de Servicios Eléctricos) sólo considera el componente energía, y no mayormente la potencia a nivel de distribución. Por lo tanto, no se sumarán a la valorización otros elementos como el cargo fijo por uso de sistema de transmisión troncal, lo cual tendría un impacto muy marginal (este valor ronda en torno al 1% del precio final), pero lo más importante, considera solo parcialmente el VAD (Valor Agregado de Distribución), que puede rondar entre un 10% hasta casi un 50% del valor final en algunos casos, aunque si bien la ley considera como valorizables las menores pérdidas medias, estas tienen un impacto muy menor en consideración al total del VAD<sup>12</sup>. Así, la valorización de las inyecciones efectuadas a través de este nuevo régimen sería menor a la que se paga por los consumos efectuados por clientes finales regulados, dando lugar a un diferencial en contra del consumidor, en un supuesto de igualdad de la energía generada y consumida. Este es, según pensamos, el punto clave que marcará el éxito o fracaso de la iniciativa propuesta en esta ley, pues es el incentivo económico por el que se retribuirá el costo elevado que significa la instalación de los equipos de generación descritos, y se verá finalmente reflejado en la proporción con que se compense con el consumo.

Como ya hemos visto, la diferencia entre un modelo de medición neta y uno de facturación neta está dado por el diferencial entre el valor que se le otorga a las inyecciones y consumos. Si los consumos e inyecciones tienen igual valor, carece de importancia medirlos de forma distinta, puesto que sólo se compensan como energías, pero por otra parte, si se valorizan diferentes, deben ser medidos separados para que sean compensados como valores monetarios y no como energías. Estimamos que, desde un punto de

<sup>12</sup> El reglamento establece que se deberán valorizar las menores pérdidas medias según lo que se deduce de los artículos 37 y siguientes. Por otra parte, el artículo 26 del mismo decreto prescribe que las obras adicionales y/o adecuaciones que deban realizarse a costa del cliente final interesado, no se considerarán parte del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de distribución de la misma. Un mínimo de lógica y equidad justifican esto último.

vista, nos parece inicuo<sup>13</sup>, por distintas razones; a) el diferencial producido es considerable, y resultará en una desmotivación para los interesados en acogerse al incentivo, pues deberán contar con una capacidad instalada que genere más energía de la requerida para el autoconsumo, si se quiere una facturación que tienda a cero, b) se aleja de lo que el proyecto en algún punto expresaba, o sea, que este diferencial fuese de 10% a favor de la distribuidora, valor que se acerca más hacia una marginación equitativa, c) si bien la potencia (considerando la capacidad de abastecer de energía en el punto máximo de demanda del sistema), es limitada, se calcula que el factor de planta de un panel solar, por ejemplo, puede llegar a ser entre 20% a un 30% (dependiendo de la ubicación geográfica), y las horas de mayor demanda van desde las 18 hasta las 23 horas aproximadamente, horario en que, por lo menos en verano, se produce un aporte considerable de potencia, además que, por lo menos en el caso de los paneles fotovoltaicos, el comportamiento es bastante predecible. Estimamos que, por lo menos parte del VAD, debe ser compensado, acercándose la valorización de la inyección tanto como sea posible al precio de la energía consumida, pero considerando que la distribuidora no tenga que soportar, a su vez injustamente, pérdidas en potencia. Estimamos que recargar todo el VAD al usuario sería un caso bastante cercano a un enriquecimiento sin causa por parte de la concesionaria, pues goza de un servicio de satisfacción de potencia, por lo menos parcial, en horario punta, que no está retribuyendo en lo absoluto. Lo justo y equitativo sería compensar proporcionalmente el VAD deduciendo el uso de infraestructura (VNR) y gastos administrativos. Como sabemos, el cálculo que realiza la autoridad del VAD incluye adecuaciones e inversiones que deben hacerse a la red, por lo que, quizás dentro del siguiente período de cálculo, y en base a las proyecciones hechas por la autoridad de expansión de la red para absorber la demanda por conexiones en este régimen, se adecue esta asimetría, de forma que vía recalculation del VAD se traspase por lo menos parte de esta carga al conjunto de usuarios del sistema de distribución. Por lo demás, debe considerarse que el cálculo del VAD se hace conforme a una red óptima de una empresa modelo, siendo que muchas veces nos encontramos con que el estado y calidad de la misma tiene estándares inferiores a la descrita, y resulta particularmente serio pues en relación a aquella se cobra el consumo, por lo que un criterio de equidad impone que también en base a la misma se valore

<sup>13</sup> Debemos agregar también que a los clientes regulados se les cobra un cargo por uso del sistema de transmisión troncal, y como sabemos, la energía generada de forma dispersa es casi con certeza consumida en el punto más cercano, ya sea el mismo generador para autoconsumo, u otro dentro del mismo sector, por lo cual es irrelevante el uso del sistema de transmisión en el transporte de aquella carga. Si bien este cargo termina siendo marginal en la cuenta, no es por ello despreciable, en atención a los volúmenes que maneja la distribuidora.

la inyección. Reconocemos que es teóricamente coherente el tratamiento dado a la valorización en la ley, en relación la estructura del mercado eléctrico chileno, pero también reconocemos que no significa un incentivo real ni a la dispersión de la generación ni a la diversificación a la matriz energética, y, además, hacemos hincapié en que dentro de la misma lógica y coherencia dada, es una normativa un tanto injusta con el generador-consumidor. Otra solución en este mismo punto es haber optado por una valorización en régimen de mercado spot, por el cual las inyecciones fuesen valorizadas y compensadas conforme al precio nudo instantáneo generación-transmisión, una solución más complicada de implementar, pero de un principio más justo para las partes. De la misma forma, también puede aplicarse un modelo *time of use*, mediante el cual las inyecciones se valoricen conforme al horario en que son generadas, a través de medidores digitales con conexión remota capaces de medir valores distintos en momentos del día programados, y que correspondan a los de mayor demanda de la red.

En el séptimo inciso se regulan los descuentos, la ley establece: “*las inyecciones de energía valorizadas conforme al inciso precedente deberán ser descontadas de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron dichas inyecciones. De existir un remanente a favor del cliente, el mismo se imputará y descontará en la o las facturas subsiguientes*”. Este punto es muy importante, y determina la variante del sistema de facturación neta seguida por el legislador. Corresponde a un sistema de facturación neta con crédito y recompra, o sea, la valorización de lo inyectado se descontará del consumo en el mismo mes, si queda un saldo a favor del usuario, éste se imputará a los consumos sucesivos, es uno de los modelos más seguidos a nivel mundial. Está conectado con lo dispuesto en el artículo 149 ter, y que explicaremos más adelante. Los saldos a favor son reajustables conforme al IPC.

En el noveno inciso: “*Las obras adicionales y adecuaciones que sean necesarias para permitir la conexión y la inyección de excedentes de los medios de generación a que se refiere este artículo, deberán ser solventadas por cada propietario de tales instalaciones y no podrán significar costos adicionales a los demás clientes*”. Estimamos inconveniente esta disposición, pues será una traba de facto, dado el alto costo que muchas veces implica hacer estas adecuaciones u obras adicionales. El principio implementado es el de quien desea instalar debe solventar los costos que pueda implicar para la red, no pudiendo cargar con ellos ni a la distribuidora por sí misma ni a ella a través del recargo del servicio a los otros usuarios de la misma red. Los costos en que se incurra para instalar hasta el empalme son, naturalmente, de cargo del interesado<sup>14</sup>,

<sup>14</sup>El reglamento reitera este punto en su artículo 27, permitiendo la ejecución de estas obras a la empresa distribuidora o al propietario, sin perjuicio de que deba ser realizado por un técnico certificado por la Superintendencia y supervisada por la empresa distribuidora.

siempre los han sido, estando recogido en la LGSE de esta forma, pero estimamos que debe existir un sistema de amortización de los mismo en relación a los costos que impliquen las adecuación más allá del empalme. Dentro del mismo tema, mencionaremos un problema que visualizamos, y que consiste en la saturación de la capacidad instalada que resista cierta red de distribución y sector de la misma, hasta el punto en que para soportar mayor cantidad de usuarios que posean medios de generación conectados a ella, requiera adecuaciones, que, como la norma expresa, serán de su cargo y no podrá gravar a otros usuarios. Este es el punto en que con seguridad no seguirán conectándose usuarios por el elevado costo que les significaran tales obras. Creemos que los usuarios no deberían cargar con la responsabilidad de hacer adecuaciones a una red ya de por sí débil y anticuada muchas veces, y que tales costos deberían ser por lo menos soportados parcialmente por quien es el obligado a suministrar en forma adecuada el servicio público de distribución, o sea, la empresa concesionaria del mismo. Otro problema al respecto es el eventual acaparamiento de mala fe de la capacidad de conexión dentro de una red o sector de la misma en uno o pocos usuarios, que excluyan a los demás interesados en conectarse e inyectar sus excedentes de energía, por la limitante antes descrita. Si uno o pocos usuarios tramitan y acuerdan rápidamente<sup>15</sup>, en perjuicio de los demás, contratos de suministro de excedentes inyectables con la empresa distribuidora llegando al tope de lo que la red o sector de la misma pueda soportar sin efectuar adecuaciones u obras adicionales, sería un gran obstáculo a los objetivos de la ley, con mayor razón aún, si consideramos que tales usuarios no tengan intención real de generar la energía e inyectarla, sino estén animados por mero afán de lucro, y transen con los interesados su cuota dentro de la red o sector de ella. Las disputas que en este sentido se susciten deben ser resueltas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, con criterios de igualdad frente al derecho de inyectar excedentes, promoviendo la asociatividad y publicidad de las iniciativas de generación. Estimamos que en sectores donde la capacidad de soportar inyecciones de energía sea particularmente limitada por las condiciones de la misma red, se establezcan mecanismos para que el costo de las adecuaciones sea soportado por la distribuidora, o limitadamente por el usuario en proporción a la capacidad instalada que pretenda, existiendo previamente actos que permitan dar publicidad a la intención de inyectar en esa zona, exhortando a los interesados a solicitar conexiones para generar eventuales asociaciones y determinar las características técnicas que deberá poseer la red o sector para satisfacer las necesidades de inyección futuras,

<sup>15</sup> Debemos agregar al respecto que las solicitudes de conexión deberán ser resueltas en función de la hora y fecha de presentación de las mismas, según el artículo 14 del reglamento.

evitando nuevas disputas sobre el mismo asunto y permitiendo que la mayor cantidad de usuarios puedan conectarse en condiciones de igualdad<sup>16</sup>.

En el artículo 149 ter se establece el sistema de crédito respecto a los excedentes, donde estos se acumulan para los meses siguientes, y al término de periodo de liquidación, de aún existir remanentes, se pagan al usuario, mediante un “*documento nominativo representativo de obligaciones de dinero*”, o sea, un cheque u otro instrumento emitido a favor del usuario, líquido y exigible en dinero. Este punto es importante, pues separa la fina línea entre la inspiración basada en el autoconsumo, y otra que incentive la generación más allá de aquella. El reglamento, en su artículo 40, zanja este asunto indicando que las inyecciones de energía deberán ser descontadas en la facturación del mes en que se realicen, de existir remanente a favor del cliente, se imputará y descontará de la o las facturas subsiguientes, debidamente reajustadas. Si aún existen remanentes a favor del cliente, de acuerdo a la periodicidad señalada en el contrato, estos excedentes deberán ser pagados al cliente mediante documento nominativo representativo de las obligaciones de dinero de estos remanentes no descontados, salvo que se haya optado por otro mecanismo de pago. Reiteramos la idea que la ley no solo propone que los usuarios dejen de consumir energía autogenerándola, sino que también puedan aportar al sistema con sus excedentes netos, cooperando con la matriz energética a través de la generación eléctrica por medios ERNC.

El artículo 149 quáter establece que las inyecciones que los usuarios podrán ser imputadas al cumplimiento de la obligación que impone el 150 bis de la LGSE<sup>17</sup>. Esto es el llamado “atributo ERNC”, y pasa a tener en el mercado un valor transable independiente de la energía considerada como tal, sino por su origen ERNC y lo que eso conlleva (disminución de emisiones de contaminantes, etc.) siendo reconocida por la legislación. Este atributo puede tener un valor bastante atractivo en el mercado<sup>18</sup>. La ley establece que estos pueden ser transados y administrados tanto por la empresa distribuidora como por el mismo usuario o un tercero. Desde el punto de vista de la lógica de mercado en que está basada nuestra legislación sectorial eléctrica,

<sup>16</sup> Este problema ha sido tratado parcialmente por el reglamento. No se contempla ninguna medida de publicidad respecto de las solicitudes de conexión, dejando esta decisión a criterio de la distribuidora. Por otra parte, el artículo 8 ordena a las distribuidoras a mantener a disposición de los clientes la información técnica de sus instalaciones, así como la capacidad instalada permitida, a medida que la empresa responda a cada solicitud de conexión, indicando tecnología de generación y el sector sobre la cual opera dicha limitación, así como los antecedentes que respaldan aquellas respuestas. Tal información debe entregarse en un plazo de 10 días hábiles desde la recepción del requerimiento.

<sup>17</sup> Tal referencia debe entenderse aplicable también al nuevo régimen que establece la ley 20.698, que modificó la ley 20.257 que originalmente establecía tal obligación.

<sup>18</sup> Aproximadamente entre 15 US\$/MWh a 28 US\$/MWh.

inspirada en el principio de libertad de competencia, nos parece acertada la redacción de esta norma, pudiendo el cliente final disponer del agente encargado de ésta tarea, conforme a sus intereses, decidiendo, como es de esperar, por aquel quien le ofrezca las condiciones más ventajosas junto con la comisión más baja. Por otra parte, consideramos ilusorio que el cliente final por sí mismo tenga la capacidad de negociación para transar en el mercado estos bienes, por lo que las alternativas sólo serían empresas especializadas en este mercado (*brokers*), o la misma empresa distribuidora. Consideramos la existencia de múltiples agentes, en este sentido, puede anular las ventajas, ya que una excesiva dispersión anula una economía de escalas en la transacción de aquellos. Cierta doctrina<sup>19</sup>, en este punto, se pronuncia por una administración encargada solamente a la empresa distribuidora, quien es el agente idóneo para esta labor, considerando, además, que el sector de distribución es un monopolio natural. Otra solución al respecto es establecer un sistema de licitaciones, por la cual el mejor postor se adjudique la administración de estos títulos, solución que también cabe dentro de la lógica de mercado eléctrico chileno, recordemos el sistema de licitaciones de suministro de energía. Consideramos que la entrega de la administración a las empresas distribuidoras no es en sí misma un atentado a la libre competencia, mientras los beneficios aprovechen a los clientes y se regulen las relaciones entre ambos de forma que se prevengan eventuales cláusulas abusivas hacia el generador.

El artículo 149 quinquies regula aspectos tributarios. El inciso primero establece dos importantes disposiciones, primero, que en general, todo ingreso percibido en el ejercicio de los derechos que establece la ley<sup>20</sup>, no constituirá renta. Esto significa que no aumentará base imponible y no produce ningún efecto tributario para el perceptor, y además no rige la limitación probatoria del artículo 71 de la Ley de Impuesto a la Renta, así, caben dentro del numeral 29 del artículo 17 de la misma ley. También incorpora las sumas por las que se compense la energía (creemos también que debiera incluir el atributo ERNC), pues si bien técnicamente es una venta, y por lo que debido a la habitualidad pudiera estar afecto a Impuesto al Valor Agregado, estarán exentas del mismo. En el segundo inciso se establece una excepción al beneficio que incorpora el inciso primero, por el cual los contribuyentes del impuesto de primera categoría, o sea, aquellos que se encuentran gravados por la rentas de capital y de empresas comerciales, industriales, mineras y otras, enumeradas en el artículo 20 de la Ley de Impuesto a la Renta, y que deban declarar su renta efectiva conforme a contabilidad completa, no podrán

<sup>19</sup> El abogado don Sebastián Leyton, en entrevista dada al efecto, nos compartió esta conclusión.

<sup>20</sup> Entendemos que implica tanto el ingreso mismo por el descuento de lo consumido y eventuales excedentes como el atributo ERNC y bonos de carbono que genere.

acogerse al beneficio citado. No obstante, contempla una contra excepción, permitiendo que se amplíe el régimen dispuesto a aquellos contribuyentes que se acojan a lo dispuesto en los artículos 14 bis<sup>21</sup> y 14 ter<sup>22</sup>. En el tercer inciso, se dispone la obligación de la distribuidora de emitir las facturas correspondientes que den cuenta de las inyecciones realizadas. Mientras en el cuarto inciso, se dispone que el Servicio de Impuestos Internos será quien deba dictar mediante resolución la forma y plazos en que se deben emitir tales documentos.

## 5. Conclusión

En virtud de las consideraciones descritas en el análisis a los puntos más importantes de la ley 20.571, y su reglamento complementario, podemos concluir que tal norma es claramente un avance en la política nacional de promoción de la generación eléctrica por medios ERNC, particularmente en el último segmento que faltaba por regular, el pequeño generador, pues permite incluir a iniciativas que estaban literalmente al margen de la ley, y cuyo desarrollo era, además de inseguro desde el punto de vista técnico, carente de todo sustento legal. Por otra parte, nos parece inadecuado su tratamiento, pues, reiteramos, establece relaciones un tanto faltas de equidad entre la empresa distribuidora y el cliente final generador, con especial énfasis en la valoración de la inyecciones, y condiciones en que pueden realizarse. También se extraña un plan de promoción nacional de implementación de tecnología ERNC residencial, en coordinación a esta norma, que facilite el acceso de esta tecnología al consumidor común, que de otra forma verá desde lejos, como una excentricidad, una onerosa excentricidad, la instalación de medios generadores ERNC. Finalmente, pensamos que está en entredicho que la capacidad instalada ERNC a nivel residencial se incremente ostensiblemente producto de la implementación de esta ley, sobre todo si los agentes

<sup>21</sup> Contribuyentes obligados a declarar según contabilidad completa y cuyos ingresos anuales por ventas, servicio u otras actividades de su giro, en los últimos 3 ejercicios, no hayan excedido un promedio anual de 5.000 UTM, y no posean o exploten derechos sociales o acciones de sociedades, ni formen parte de contratos de asociación o cuentas en participación en calidad de gestor.

<sup>22</sup> Régimen simplificado para contribuyentes que deban declarar conforme a contabilidad completa y que cumplan con los siguientes requisitos: 1) Ser empresario individual o estar constituido como empresa individual re responsabilidad limitada. 2) Ser contribuyente del impuesto al valor agregado. 3) No tener por giro o actividad cualquiera de los descritos en el numeral 1 y 2 del artículo 20 ni realizar negocios inmobiliarios o actividades financieras, salvo las necesarias para el desarrollo de la actividad principal. 4) No poseer ni explotar a cualquier título derechos sociales o acciones de sociedades ni formar parte en contratos de asociación o cuentas en participación en calidad de gestor. 5) Tener un promedio anual de ingresos de su giro no superior a 5.000 UTM en los últimos 3 ejercicios.

tienen en mente consideraciones puramente comerciales, pues requiere una inversión relativamente alta cuyo retorno es más o menos incierto, aunque, sin embargo, el desarrollo de la tecnología en los últimos años ha permitido que los precios de los equipos sean cada vez menores, reduciendo el capital inicial necesario a invertir, y sean más confiables desde el punto de vista técnico, lo que tarde o temprano equilibrará la balanza a favor de estos medios o los hará atractivos masivamente.

## 6. Bibliografía

- Castro, B. (2010). *Incentivos a la energía renovable en Chile, análisis jurídico y propuestas legislativas a la luz de la experiencia de la Unión Europea*. Memoria de Prueba para optar al grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales, Universidad de Concepción. Concepción, Chile.
- CGE Distribución. Sector Eléctrico, modificaciones al marco regulatorio. Gerencia de regulación y estudios.
- Evans Espiñeira, E. (2006). *Derecho eléctrico*. Santiago de Chile: LexisNexis.
- Hughes, L. y Bell, J. (2006). Compensating customer-generators: a taxonomy describing methods of compensating customer-generators for electricity supplied to the grid. *Energy Policy*, 34(13), 1532-1539.
- Massachusetts Green Communities Act*, Bill 2768, de 23 de junio de 2008.
- McHenry, M. P. (2012). Are small-scale grid-connected photovoltaic systems a cost-effective policy for lowering electricity bills and reducing carbon emissions? A technical, economic, and carbon emissions analysis. *Energy Policy*, 45, 64-72.
- Rudnick Van De Wyngard, H. (2010, abril). *Modelo Marginalista ¿desincentiva o no a las ERNC?* Ponencia ante la Pontificia Universidad Católica de Chile. Disponible en: <http://web.ing.puc.cl/~power/paperspdf/TarificacionMarginalistaRudnick.pdf> [2014, 29 de septiembre].
- Rudnick Van De Wyngard, H. (2006). Seguridad energética en Chile: Dilemas, oportunidades y peligros. *Temas de Agenda Pública*, 1(4).
- Sohr, R. (2012). Chile a ciegas, 2ª edición. Santiago: Random House Mondadori.
- Vergara Blanco, A. (2004). *Derecho eléctrico*. 1ª ed. Santiago: Editorial Jurídica de Chile.
- Weissman, S. y Johnson, N. (2012). "The Statewide Benefits Of Net-Metering In California & the Consequences of Changes to the Program". Center of Law, Energy and the Environment, University of California, Berkeley. Disponible en: [https://www.law.berkeley.edu/files/The\\_Statewide\\_Benefits\\_of\\_Net-Metering\\_in\\_CA\\_Weissman\\_and\\_Johnson.pdf](https://www.law.berkeley.edu/files/The_Statewide_Benefits_of_Net-Metering_in_CA_Weissman_and_Johnson.pdf) [2014, 29 de septiembre].

### *Normas jurídicas citadas*

- Decreto 71 del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la ley N° 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Diario

Oficial, 6 de septiembre de 2014.

Massachusetts Department of Energy Resources, "Net Metering".

Ley 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Diario Oficial, 22 de marzo de 2012.

Recibido: 30.04.2014. Aceptado: 28.09.2014.