



DISEÑO DE INSTRUMENTOS DE MERCADO PARA CAPTAR EL POTENCIAL DE COGENERACIÓN EN URUGUAY

**Análisis de Normativas de Cogeneración
Internacionales**

**Ing. Martín Garmendia. Consultor
Uruguay, 2013**

NOTA. La consultoría fue financiada con el apoyo financiero del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en el marco de una cooperación técnica no reembolsable RG T1886 para Energías Renovables y Eficiencia Energética. El contenido y las opiniones del informe son de exclusiva responsabilidad del Consultor.

Contenido

1) <u>Comunidad europea</u>	3
2) <u>Alemania</u>	4
3) <u>España</u>	6
4) <u>Argentina</u>	8
5) <u>Chile</u>	9
6) <u>Colombia</u>	10
7) <u>Mexico</u>	12
8) <u>Perú</u>	13
<u>Referencias</u>	15

1) Comunidad europea

Existen varias directivas del parlamento de la Comunidad Europea relativas a cogeneración que fijan pautas generales en lo que refiere a cogeneración, más allá de las regulaciones particulares de los mercados locales.

En particular, la Directiva de Cogeneración relativa “al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía” (2004/08/CE), define términos básicos como los de cogeneración, calor útil, etc., pero en particular define:

- A la “electricidad de reserva”, definida como aquella suministrada por la red eléctrica siempre que el proceso de cogeneración se vea perturbado, incluidos los períodos de mantenimiento o avería.
- Y a la “electricidad de complemento”, que es aquella suministrada por la red eléctrica en los casos que la demanda de electricidad sea superior a la producción eléctrica del proceso de cogeneración.

A tal respecto, se destaca el segundo numeral del artículo 8º de dicha normativa, el cual establece que *“Hasta que el productor de electricidad por cogeneración sea un cliente cualificado¹ con arreglo a la legislación nacional, de conformidad con lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 21 de la Directiva 2003/54/CE, los Estados miembros deberían tomar las medidas necesarias para garantizar que las tarifas de compra de electricidad con fines de reserva o de complemento de la producción de electricidad se establezcan con arreglo a las tarifas y condiciones publicadas. Esas tarifas y condiciones serán establecidas por una autoridad reglamentaria independiente antes de su entrada en vigor según criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios”*

Algunas de las principales barreras encontradas en la Comunidad Europea para el desarrollo de la cogeneración (2010) eran las siguientes^[1]:

- Perspectivas poco claras de ayuda pública a largo plazo
- Complejidad de las estructuras jurídicas (en los niveles federal y regional)
- Existencia de procedimientos administrativos dilatados y engorrosos
- Incidencia de otras disposiciones legislativas
- Escasas posibilidades de conexión a la red a precios y plazos razonables

¹ De acuerdo a la normativa citada (Directiva 2003/54/CE), se entiende al cliente cualificado como aquellos que “tengan derecho a comprar electricidad al suministrador de su elección a tenor del artículo 21 de la presente Directiva”; “Artículo 21

1. Los Estados miembros garantizarán que los clientes cualificados sean:

a) hasta el 1 de julio de 2004, los clientes cualificados mencionados en los apartados 1 a 3 del artículo 19 de la Directiva 96/92/CE. Los Estados miembros publicarán anualmente, a más tardar el 31 de enero, los criterios de definición de estos clientes cualificados;

b) a partir del 1 de julio de 2004, a más tardar, todos los clientes no domésticos;

c) a partir del 1 de julio de 2007, todos los clientes.

2. Para evitar desequilibrios en la apertura de los mercados de la electricidad:

a) no podrán prohibirse los contratos de suministro de electricidad con un cliente cualificado de la red de otro Estado miembro si el cliente está considerado cualificado en las dos redes;

b) en los casos en que las transacciones descritas en la letra a) sean denegadas debido a que el cliente esté cualificado sólo en una de las dos redes, la Comisión, teniendo en cuenta la situación del mercado y el interés común, podrá obligar a la parte denegante a efectuar el suministro solicitado a petición del Estado miembro en el que esté situado el cliente cualificado.”

- Costes de adaptación de la red a la electricidad producida mediante PCCE (Producción Combinada de Calor y Electricidad)
- Desfavorables condiciones de electricidad de reserva por la red

Asimismo, la Directiva 2004/8/CE marca los criterios de eficiencia de las plantas de cogeneración, en función del ahorro de energía primaria

2) Alemania

La definición legal del término cogeneración, es la transformación simultánea de la energía utilizada en energía eléctrica y calor útil, en un sistema técnicamente estacionario (KWKG 2009 / Act on Combined Heat and Power).

Fijó como uno de sus objetivos que un 25% de la producción de electricidad se realice a partir de cogeneración en 2020. Existe también desde 2001 la BKWK (Asociación de Cogeneración), la cual nuclea a todos los actores vinculados en la cogeneración. Su fin es derribar las barreras para el desarrollo de proyectos de cogeneración, siendo un facilitador para el diálogo entre las partes y jugando un rol importante como proveedor centralizado de información.

Los beneficios ofrecidos para lograr el objetivo intentan hacer foco en nuevas instalaciones que entren en operación antes de 2016. Entre los beneficios más relevantes se encontraban los bonos (en 2009). Estos bonos se aplicaban como pagos adicionales sobre la remuneración de mercado por la electricidad generada a partir de cogeneración, sea ésta volcada a la red o utilizada directamente:

- < 50 kW: 5,11 c€/kWh por (64 US\$/MWh) por 10 años.
- 50 kW a 2 MW: 2,1 c€/kWh (26 US\$/MWh) por 6 años o un máximo de 30.000 horas (5,11 para los primeros 50 kW).
- > 2 MW: 1,5 c€/kWh (19,9 US\$/MWh) por 6 años o un máximo de 30.000 horas. Para la industria es una medida válida solamente por 4 años, considerando para todos los casos los escalones anteriormente mencionados; es decir, se remunera 5,11 para los primeros 50 kW, 2,1 entre 50 y 2 MW.

En referencia a dichos bonos, a partir de 2012 (posterior al accidente de Fukushima) para instalaciones nuevas de alta eficiencia y modernizaciones aumentaron los bonos, agregándose también una escala intermedia:

- < 50 kW: 5,41 c€/kWh (72,0 US\$/MWh) por 10 años o 30.000 horas de operación a pleno.
- 50 kW a 250 kW: 4 c€/kWh (53,2 US\$/MWh) por un máximo de 30.000 horas de operación a pleno (para este y los casos subsiguientes)
- 250 kW a 2 MW: 2,41 c€/kWh (32,1 US\$/MWh)
- > 2 MW: 1,8 c€/kWh (23,9 US\$/MWh)

Tal como fuera mencionado, el bono se superpone a lo que paga la red, que en los últimos años se ha situado en los siguientes valores:

Ilustración 1. Precio usual al que se remunera la energía entregada a la red eléctrica.^[111]



Otras medidas implementadas en 2009 (Renewable Energy Act y Renewable Heat Act) que se destacan son:

- Bonos tecnológicos adicionales para tecnologías innovadoras de cogeneración
- Prioridad para la conexión de los cogeneradores (despacho libre)
- El uso de biocombustibles líquidos se aprueba solamente si la sustentabilidad es certificada²
- Obligación de que un porcentaje de la demanda sea abastecida a partir de renovables. Alternativamente se puede utilizar el calor de cogeneración, siendo que debe producir más del 50% del total.
- El apoyo es pago por los distribuidores de electricidad (y luego trasladado a tarifa).

Los operadores de generación descentralizada que inyectan generación en la red de distribución obtienen una compensación por evitar uso de red. En general se incluye un componente por capacidad evitada y un componente por trabajo eléctrico evitado. El nivel depende del estado de la situación específica de la red.

² Alemania fue el primer país miembro de la UE que aprobó su esquema de certificación de sustentabilidad de biocombustibles, en el marco de la Directiva de Energías Renovables (RED) 2009/28/EC, la cual estipula que solamente los biocombustibles certificados son elegibles para la aplicación a beneficios fiscales. Los criterios implican, entre otros, mínima emisión de GEI, prohibición de uso de biocombustibles proveniente de turba o que hayan sido producidos en tierras con alta biodiversidad. Quienes certifican son empresas (cuerpos certificadores) reconocidas por los miembros de la UE (en Alemania por la BLE, Oficina Federal de Agricultura y Alimento). Certifican de acuerdo a varios sistemas de certificación, como ISCC y REDCert.

Adicionalmente, se otorgan bonos para la mini generación, subvencionando las instalaciones de acuerdo a la potencia a instalar:

Tabla 1. Subvención otorgada a instalaciones de mini-generación

Potencia	Subvención (€/kW eléctrico instalado)
< 1 kW	1.500
1 a 4 kW	300
4 a 10 kW	100
10 a 20 kW	50

Por ejemplo, una planta de 20 kW recibe:

$$1 \times 1500 + (4 - 1) \times 300 + (10 - 4) \times 100 + (20 - 10) \times 50 = 3.500 \text{ €}$$

Este beneficio aplica solamente para edificios existentes, donde no haya calor de distrito y siendo la eficiencia global mayor al 85%. Desde 2014 dicha subvención se reduce anualmente el subsidio un 5%.

3) España

Si bien el sector energético en España (y en particular la promoción de renovables y medidas de eficiencia) no ha sido ajeno a la realidad del país, se identifica a este como un caso de estudio interesante.

El desarrollo fuerte del sector comienza con el RD 616/2007 (sobre fomento de la cogeneración). El mismo recoge los aspectos señalados por la Directiva 2004/8/CE ya citada.

Luego el RD 661/2007 fija pautas adicionales, pues establece el derecho a la conexión a la red y el comercio de los excedentes, regulando la actividad y segmentándola por escala y tipo.

En España fue identificado como un problema las pequeñas instalaciones que no pueden autoabastecerse. Estos optan por volcar toda la energía eléctrica generada íntegramente a la red. Los costos de interconexión para pequeña escala son altos, y en muchos casos innecesarios si se permitiera conectar a la red interna.

Los grupos en los que están clasificadas las actividades de generación del RD 661/007 son las siguientes (solamente las relativas a cogeneración):

- a) Cogeneradores
 - a.1) cogeneración de alto rendimiento
 - a.1.1) Con gas natural, con un rendimiento (frente a la energía primaria) mayor al 95%. Con biomasa, con un rendimiento mayor al 65% o biogás.
 - a.1.2) Cogeneración con derivados del petróleo
 - a.1.3) Cogeneración con biogás o biomasa en otras condiciones.
 - a.1.4) Otros (gas de refinería u otros no abarcados)
 - a.2) Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica y/o mecánica.

En el marco de este Real Decreto se suscriben contratos tipo según modelo establecido por la Dirección General de Política Energética y Minas, reflejando como mínimo:

- Puntos de conexión y medida, indicando al menos las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida.
- Características cuantitativas y cualitativas de la energía cedida, y en su caso la consumida, especificando potencia y previsiones de producción, consumo, generación neta, venta, y en su caso la compra.
- Condiciones de explotación de la red
- Empresa distribuidora obligada a suscribir este contrato, aunque no se produzca generación neta en el establecimiento.

Entre los derechos de las instalaciones de producción en régimen especial se destacan:

- Conexión en paralelo de su generación
- Prioridad de acceso a la red, siempre que sea técnicamente posible

Como obligaciones, lo fundamental es la entrega de la energía en condiciones técnicas adecuadas.

Las tarifas establecidas por dicho Decreto son las siguientes:

Tabla 2. Tarifas establecidas por el RD 661/007

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
a.1	a.1,1		P.0,5 MW	12,04	
			0,5<P.1 MW	9,88	
			1<P.10 MW	7,72	2,7844
			10<P.25 MW	7,31	2,2122
			25<P.50 MW	6,92	1,9147
	a.1,2	Gasoleo / GLP	P.0,5 MW	13,29	
			0,5<P.1 MW	11,31	
			1<P.10 MW	9,59	4,6644
			10<P.25 MW	9,32	4,2222
			25<P.50 MW	8,99	3,8242
		Fuel	0,5<P.1 MW	10,41	
			1<P.10 MW	8,76	3,8344
			10<P.25 MW	8,48	3,3822
	a.1,4	Carbon	P.10 MW	6,127	3,8479
			10<P.25 MW	4,2123	1,541
			25<P.50 MW	3,8294	0,9901
		Otros	P.10 MW	4,5953	1,9332
			10<P.25 MW	4,2123	1,1581
25<P.50 MW			3,8294	0,6071	

Sin embargo, el reciente Real Decreto 2/2013 anuló las primas establecidas en el RD 661/007, debido a la situación del sistema eléctrico español.

4) Argentina

La resolución de la Secretaría de Energía nº 206/1994 define a los autogeneradores y cogeneradores como aquellos que cuentan con una potencia instalada mayor o igual a 1 MW y en caso de un autogenerador, deben contar con disponibilidad que representa capacidad de generación propia de como mínimo el 50% de su demanda.

Existe también la figura del autogenerador distribuido, donde la misma empresa genera y consume pero en distintos puntos de la red.

Se entiende al autogenerador como un consumidor que genera energía eléctrica como producto secundario. Al cogenerador como aquel que genera energía eléctrica con excedentes del proceso productivo que demanda calor. Genera conjuntamente energía eléctrica y vapor (u otra forma de energía) para fines industriales, comerciales de calentamiento o enfriamiento.

Los cogeneradores pueden convertirse en agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, siempre que (entre otros requisitos):

- Tengan más de 1 MW de potencia instalada.
- La disponibilidad media anual no sea inferior al 50%.

El cogenerador puede realizar contratos dentro del Mercado a Término con Distribuidores y Grandes Usuarios, con condiciones acordadas entre las partes, dentro de los procedimientos del MEM.

5) Chile

La cogeneración se incluye explícitamente en el Decreto Supremo 244, referente a Medios de Generación No Convencionales (excedentes menores a 20 MW) y Pequeños Medios de Generación (excedentes menores a 9 MW). De aquí en adelante ambas modalidades se les denominará MGNC, PMG y PMGD, siendo la diferencia entre PMG y PMGD la red en la que se encuentra conectado, Trasmisión y Distribución respectivamente. Se incluye en este ítem ya que se estima que la mayoría de los proyectos de cogeneración tendrán pequeños excedentes para la red.

Se define allí a la Cogeneración como la *“Generación en un solo proceso, de energía eléctrica o mecánica, combinada con la producción de calor. La energía eléctrica o mecánica y el calor producido en el proceso de cogeneración deben satisfacer demandas reales, de modo que de no existir la cogeneración éstas debieran satisfacerse desde otras fuentes energéticas”*.

Entre otros aspectos se destacan:

- Los generadores mencionados tendrán derecho a comercializar sus excedentes
- Los PMGD operarán en modalidad de autodespacho, pudiendo optar por su remuneración de excedentes a costo marginal o a precios estabilizados. El costo marginal para retiros e inyecciones de energía es calculado por el CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga). Mientras tanto, los precios estabilizados para asignar un valor al retiro e inyección de energía serán iguales a los precios de nodo fijados por el decreto tarifario correspondiente.
- Los PMG no convencionales en cambio podrán optar por operar en modalidad de autodespacho. Los PMG también podrán comercializar a costo marginal o a precios estabilizados. Sin embargo, una vez escogida una modalidad deberán permanecer en la misma por al menos 4 años.

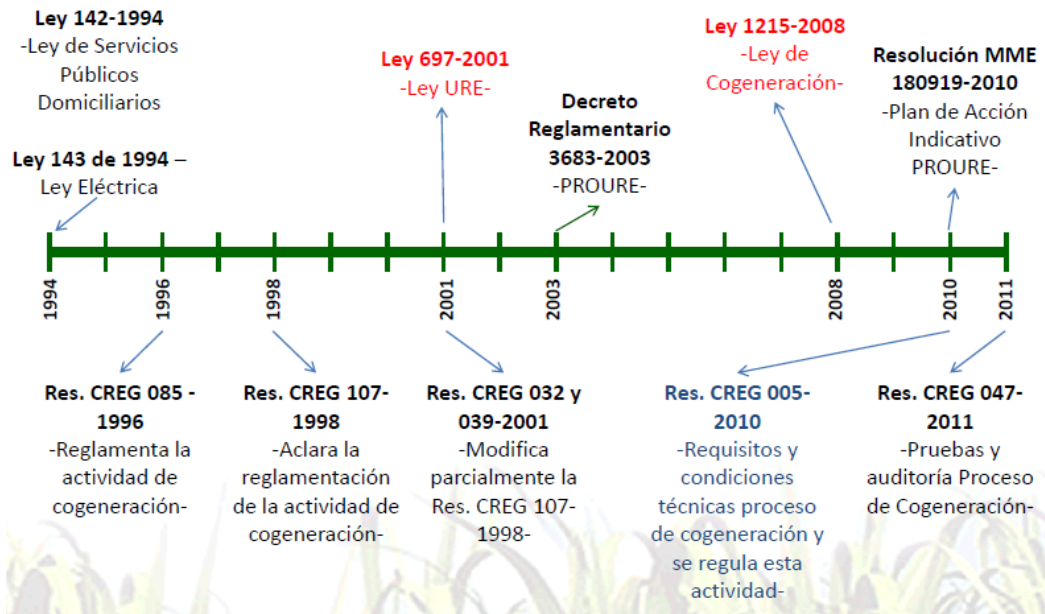
De todos modos, de acuerdo a un marco más general, el cogenerador se asemeja a un autoprodutor, pudiendo como consumidor incorporarse al mercado como cliente libre o como cliente regulado, bajo un esquema de fijación de precios.

Previamente, el Decreto Fuerza Ley (DFL) 4 de 2007 definía a la cogeneración eficiente, como aquella que: *“genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético, cuya potencia máxima suministrada al sistema es inferior a 20 MW y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento”*.

6) Colombia

La evolución del marco legal colombiano se describe en la siguiente figura.

Ilustración 2. Precio usual al que se remunera la energía entregada a la red eléctrica.^[111]



(CREG = Comisión de Regulación de Energía y Gas)

El Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE), entre otros aspectos marca a la cogeneración y la autogeneración como subgrupos prioritarios, para los que se debe definir:

- Normativa específica de emisiones y eficiencia energética
- Inventario tecnológico y de usos térmicos
- Armonización y potenciación de los incentivos tributarios

La Resolución de la CREG 005/2010 establece un rendimiento eléctrico equivalente de cogeneración mínimo según el tipo de combustible, para poder vender en el Sistema Interconectado.

$$Eficiencia = \frac{Salidas}{Entradas} \rightarrow REE = \frac{EE}{EP - \frac{CU}{\eta_{ref\ CU}}}$$

Donde:

- *REE*: Rendimiento Eléctrico Equivalente, expresado en porcentaje [%] con aproximación a un decimal.
- *EE*: Producción total bruta de energía eléctrica en el proceso, expresado en kWh. Por consiguiente, incluye tanto la energía eléctrica usada en el proceso productivo propio como los excedentes entregados a terceros

- *EP*: Energía primaria del combustible consumido por el proceso, expresado en kWh y calculada empleando el Poder Calorífico Inferior del combustible.
- *CU* : Producción total de Calor Útil del proceso, expresado en kWh.
- $\eta_{ref\ CU}$: Eficiencia de referencia para la producción de Calor Útil. Este valor toma como 0,9 mientras la CREG no determine otro.

Tipo de combustible	Rendimiento Equivalente
Gas Natural	53,5 %
Carbón	39,5 %
Hidrocarburos API < 30	30,0 %
Hidrocarburos API > 30	51,0 %
Bagazo y residuos	20,0 %
Otros agrícolas	30,0 %

De acuerdo a la CREG 107/1998, un cogenerador puede ser usuario regulado o no regulado. Depende si la demanda máxima es mayor o menor a un límite previamente definido por la CREG. En primer lugar se fijó como límite 0,1 MW de promedio de potencia media mensual o 55 MWh/mes en el promedio de los últimos 6 meses. Un usuario regulado puede pasar a ser no regulado si expresa no querer ser más regulado y si cumple la condición anterior.

Se define a la demanda suplementaria como la demanda máxima adicional que requiere un cogenerador conectado para cubrir el 100% de su potencia. Se utiliza el respaldo cuando la potencia es mayor a la demanda suplementaria.

El acceso al respaldo es diferenciado entre si es usuario regulado o no regulado. Los regulados tienen el respaldo del comercializador de la zona, mientras que los no regulados deben contratar respaldo con cualquier comercializador.

Las tarifas del respaldo las fija el artículo 6º de la CREG 107/1998, indicando que se aplican tarifas reguladas como a cualquier otro usuario para aquellos que se encuentran regulados, mientras que los usuarios no regulados se fijarán libremente entre las partes.

Por otro lado, el cogenerador puede comercializar si:

- Produce energía eléctrica a partir de energía térmica y la energía eléctrica es mayor al 5% de la energía total generada. $EE > 5\% (ET + EE)$
- Produce energía térmica a partir de energía eléctrica y la energía térmica es mayor al 15% de la energía total generada. $ET > 15\% (ET + EE)$

La venta de excedentes puede hacerla con garantía o sin garantía. Sin garantía puede comercializarlos a precio de bolsa o a precios libremente acordados entre partes directamente con comercializadores o usuarios no regulados.

Adicionalmente y de acuerdo con la Resolución CREG 005/2010, para ser considerada cogeneración se debe cumplir que:

- Se produzca de manera combinada energía eléctrica y energía térmica, siendo esta producción parte integrante de una actividad productiva; vale decir, que esta producción combinada debe ser apenas una parte de otra actividad productiva a cargo de la misma persona.
- La energía eléctrica y la energía térmica producida de manera combinada estén destinadas ambas, al consumo propio o de terceros
- La energía eléctrica y la energía térmica producida de manera combinada se destinan al consumo en actividades industriales o comerciales

7) Mexico

En el marco de las reformas de la Ley del Servicio Público de Energía eléctrica llevadas a cabo entre 1992 y 1993, en el reglamento correspondiente se dio a generadores la posibilidad de operar en las modalidades de autoabastecimiento, pequeña producción y cogeneración, entre otros.

La cogeneración en particular, se define en la LSPEE (art. 36) y su Reglamento (RLSPEE, art. 103) como:

- La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambas;
- La producción directa e indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos; y
- La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.

Asimismo, se debe tramitar un permiso especial de cogeneración (salvo que sean de menos de 500 kW). Se establece como condición para quienes deseen obtener dicho permiso que la energía eléctrica generada se destina a satisfacer las necesidades de instalaciones consideradas como establecimientos asociados, entendiéndose a dichos establecimientos como aquellos que:

- Utilicen o produzcan vapor, energía térmica o combustibles que se utilizarán para generar energía eléctrica
- Sean copropietarios de las instalaciones o socios de la sociedad constituida para desarrollar el proyecto de cogeneración

Como otros requisitos, se establece que se incremente la eficiencia energética de todo el proceso, y esta será superior a la obtenida por plantas de generación tradicionales. También se obliga al cogenerador a poner sus excedentes a disposición de la CFE

(Comisión Federal de Electricidad), siendo el despacho ajustado a las reglas de despacho y operación del SEN (Sistema Eléctrico Nacional) establecidas por la CFE.

El reglamento establece que los establecimientos deben contar con un contrato de adhesión para la prestación del servicio de respaldo, así como un contrato de compraventa entre la CFE y el permisionario.

Adicionalmente, la LAERFTE (Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética) y su reglamento definen a la cogeneración eficiente: aquella superior a un valor de referencia fijada por la CRE (Comisión Reguladora de Energía). A través de la acreditación como cogenerador eficiente, se accede a beneficios adicionales que la regulación actual otorga a las renovables, como por ejemplo incentivos arancelarios. Se destaca también como beneficios en los contratos aplicables a cogeneración eficiente (mayores a 500 kW) el compromiso de la CFE con el permisionario de:

- Recibir en todo momento la energía generada
- Regresar a solicitud del cogenerador eficiente la energía que haya generado y entregado al SEN
- Remunerar 1,5 veces la tarifa aplicable por la energía eléctrica en caso de emergencias
- Hacer una medición neta de la potencia autoabastecida (promedio de las potencias medidas en el punto de interconexión, en 12 intervalos de medición dentro de la hora de máxima demanda para todos los días laborables del mes)

Desde el punto de vista institucional, el punto focal es la CONUEE (Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía). Este órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Energía, cuenta con un área específicamente dedicada a la cogeneración.

8) Perú

También contó con reformas importantes del sector eléctrico en el año 1992 y su reglamentación en 1993. La Ley de Concesiones Eléctricas de 1992 y su reglamentación son la referencia en cuanto a las actividades de generación. En particular, se aprobó el Reglamento de Cogeneración 064/2005, con sus posteriores actualizaciones de los reglamentos 037/2006 y 082/2007.

En el marco referido se define a la cogeneración como el proceso de producción combinada de energía eléctrica y Calor Útil, que forma parte integrante de una actividad productiva, en el cual la energía eléctrica es destinada al consumo de dicha actividad productiva y cuyo excedente es comercializado en el mercado eléctrico.

En particular, para ser reconocida como “cogeneración calificada” tal se deben cumplir los requisitos establecidos en la reglamentación, entre ellos la gestión de un permiso especial para ello. Entre los requisitos se establece un mínimo de rendimiento en función de la red en la que se encuentra interconectado y la tecnología empleada.

La cogeneración tiene libre acceso a las redes, y en cuanto al pago de peajes no se considera su potencia de autoconsumo. Tienen preferencia en el despacho y sus

excedentes puede comercializarlos a través de contratos con distribuidores o clientes finales, o hacerlo al mercado a costo marginal. Se establece que el programa de operación debe cumplir con los requerimientos de calor útil. Asimismo, también reciben un pago por potencia despachada presente en los momentos de máxima demanda.

La valorización de la energía entregada y retirada se rige de acuerdo a los procedimientos establecidos. Si no existen contratos, se determinan los saldos netos mensuales valorizados al costo marginal de corto plazo correspondiente.

Cuando la actividad productiva no tenga necesidades de calor útil igual podrá ser incluida en el despacho, pero con el mismo criterio que cualquier central termoeléctrica.

Referencias

Más allá de las Normativas, Reglamentos, Decretos y Leyes citadas en el documento, fueron consultadas las siguientes fuentes.

- [I] www.bkww.de
- [II] Cogeneración. José Andrés Martínez. PRADO Consultores (España). FONAMPERU. 2010.
- [III] Efficient Energy Production with Cogeneration – German Experience, Situation & Prospects. A. Golbach. BKWK. 2011.
- [IV] FAQs on Biofuels Sustainability Certification in Germany. Sabine Lieberz. 2011.
- [V] German Policy and Market Update. Cogen Europe Webinar. A. Golbach. 2012.
- [VI] Retos de la Cogeneración frente a la garantía de abastecimiento energético. Luis Fernando Londoño Capurro. Asocaña. Colombia. 2012.
- [VII] Guía fácil del marco normativo de la cogeneración. México. 2013.