

UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE CIENCIAS SOCIALES
LICENCIATURA EN DESARROLLO

Informe de Pasantía

**Cogeneración en el sector industrial: un análisis
sobre el estado de situación actual y las perspectivas
de desarrollo en el marco de la política energético
2005-2030**

Maximiliano Marichal Abiuso
Tutor: Reto Bertoni

2017

El presente informe fue elaborado en el marco de una pasantía académica acordada entre la Facultad de Ciencias Sociales de la Universidad de la República y el Ministerio de Industria, Energía y Minería – Dirección Nacional de Energía.

La responsabilidad de la pasantía por parte de la entidad receptora estuvo a cargo de la Ingeniera Cecilia San Román y la Ingeniera Carolina Mena. Por parte de la Facultad de Ciencias Sociales, la tutoría académica fue llevada a cabo por el Dr. Reto Bertoni y, como referente del Taller de Desarrollo, el Dr. Luis Bértola.

Índice

RESUMEN	2
INTRODUCCIÓN	3
FUNDAMENTACIÓN Y ANTECEDENTES	5
Energía y Desarrollo.....	5
La Política Energética 2005-2030 como punto de partida.....	7
Estado de situación actual del sector energético.....	9
La composición de la matriz energética nacional en el largo plazo: una breve reseña.....	11
<i>Tensiones derivadas de los modelos energéticos y las directrices imperantes.....</i>	<i>16</i>
El sector industrial como objeto de análisis.....	23
TRABAJO DE PASANTÍA	26
Estrategia de investigación.....	28
<i>Pregunta de investigación.....</i>	<i>28</i>
<i>Objetivos del trabajo.....</i>	<i>28</i>
<i>Hipótesis de trabajo.....</i>	<i>28</i>
<i>Diseño de investigación.....</i>	<i>29</i>
<i>Técnicas de investigación.....</i>	<i>30</i>
Cogeneración: definiciones y conceptos generales.....	33
Beneficios y barreras de la cogeneración.....	36
<i>Beneficios e incentivos para cogenerar.....</i>	<i>36</i>
<i>Barreras.....</i>	<i>39</i>
La cogeneración en el mundo.....	45
<i>Contexto global.....</i>	<i>45</i>
<i>La experiencia europea.....</i>	<i>47</i>
<i>Otras experiencias relevantes.....</i>	<i>52</i>
<i>Experiencia en Latinoamérica y el Caribe.....</i>	<i>54</i>
<i>Conclusiones del relevamiento de información de la experiencia internacional.....</i>	<i>60</i>
Estado de situación en Uruguay.....	63
<i>Beneficios e incentivos para cogenerar.....</i>	<i>65</i>
<i>Barreras a la cogeneración en Uruguay.....</i>	<i>66</i>
<i>Escenarios futuros para la cogeneración.....</i>	<i>69</i>
Análisis de los resultados obtenidos.....	71
<i>Incentivos.....</i>	<i>71</i>
<i>Barreras.....</i>	<i>74</i>
Conclusiones preliminares.....	82
REFLEXIONES FINALES	85
Perspectivas de futuro.....	87
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	89
ANEXO	95
Resumen de la trayectoria normativa (y otros hitos relevantes) en la experiencia internacional indagada.....	95
<i>Europa.....</i>	<i>95</i>
<i>América Latina y el Caribe.....</i>	<i>97</i>
Matriz resumen de las entrevistas semi-estructuradas.....	100
Normativa relevante para la actividad de cogeneración en Uruguay.....	107
<i>Leyes:.....</i>	<i>107</i>
<i>Decretos:.....</i>	<i>107</i>
<i>Resoluciones:.....</i>	<i>110</i>

El escenario energético en Uruguay ha experimentado transformaciones sustanciales en los últimos años, como resultado de la aplicación de la Política Energética 2005-2030. Tal política ha tenido como principales estandartes la introducción de fuentes renovables no convencionales en la matriz de generación de energía y la promoción de medidas de eficiencia energética.

Este nuevo escenario significó un quiebre respecto a la tendencia histórica marcada por el predominio de las fuentes fósiles y la hidroelectricidad en el abastecimiento de energía, y un nuevo enfoque para la gestión de la demanda mediante un uso más eficiente de la misma.

Ante tal panorama, este trabajo pretende analizar, en primer lugar, el estado de situación actual del sector energético nacional y su trayectoria histórica (teniendo como punto de partida el año 1880), otorgando elementos que aporten a la comparación y debate entre el escenario presente y los escenarios pasados. En segundo lugar, se aborda específicamente el problema al bajo nivel de desarrollo de una posible medida de eficiencia energética para el sector industrial: la cogeneración.

PALABRAS CLAVES: energía, desarrollo, eficiencia energética, Política Energética 2005-2030, cogeneración, fuentes renovables no convencionales.

En la última década, Uruguay atravesó un proceso de transformación en materia energética, tanto a nivel de la oferta y la demanda de energía, como a nivel institucional y social; dicha mutación es resultado de la aplicación de la denominada Política Energética 2005-2030.

Tal política ha propiciado la reestructuración del sector energético nacional y ha puesto en debate grandes temas relevantes dentro de la planificación y el desarrollo del país. Como hitos de la misma, se pueden mencionar la incorporación de fuentes renovables no convencionales dentro del esquema de generación de energía, así como el fomento de la cultura de eficiencia energética.

La incorporación de fuentes renovables no convencionales ha otorgado al país independencia ante la importación de recursos fósiles, fundamentalmente para la generación de energía eléctrica, disminuyendo su peso dentro de la balanza de pagos y generando una curva de aprendizaje creciente en la materia.

Estos cambios no sólo tienen incidencia en el plano económico, sino que también repercuten en lo social, otorgando nuevas formas de acceso a la energía, e impactando favorablemente sobre el medio ambiente. En este sentido, las mutaciones acontecidas en Uruguay se condicen con los tópicos de la agenda internacional en materia de preservación del medio ambiente, y en especial en lo referido a adaptación y mitigación al Cambio Climático; a modo de ejemplo, el país estaría en línea con lo propuesto por el punto número siete de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, en el cual se busca garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.

A su vez, la introducción de medidas de eficiencia energética propicia un uso más racional de la energía final consumida, lo cual complementa positivamente las dimensiones recientemente nombradas; cabe señalar que estas medidas han encontrado aplicación en los distintos sectores de actividad económica.

Ahora bien, la relevancia de las modificaciones introducidas en el marco de la Política Energética 2005-2030 deben ser contempladas bajo una perspectiva histórica, a modo de comprender de manera más íntegra cómo las distintas variables de un modelo energético repercuten en el desarrollo del país ante circunstancias económicas, políticas y sociales específicas o, en sentido contrario, la forma en que la coyuntura afecta el desarrollo del sector energético.

A raíz de lo descrito, el presente trabajo se propuso en una primera instancia, analizar la situación actual del sector energético nacional y observar la transformación que este ha experimentado en el largo plazo (apartado “Fundamentación y Antecedentes”), teniendo como punto de partida el año 1880.

En una segunda instancia, el estudio se focalizó en corroborar el bajo nivel de desarrollo (y sus posibles causales) de una medida específica de eficiencia energética aplicable al sector industrial: la cogeneración. Conviene aclarar que esta segunda etapa se corresponde con las actividades desarrolladas en el marco de la pasantía académica realizada en la Dirección Nacional de Energía – Ministerio de Industria, Energía y Minería, a lo largo del año 2016 (apartado “Trabajo de Pasantía”).

Esta segunda sección contiene la estrategia de investigación implementada a lo largo del período de pasantía, así como la definición del concepto de cogeneración, sus principales beneficios y barreras, una reseña de algunas experiencias acontecidas a nivel mundial, la presentación de su estado de situación en el plano nacional y el análisis de los resultados una vez aplicadas las técnicas de investigación. Este segundo bloque finaliza con las conclusiones preliminares obtenidas en el proceso de trabajo dentro de la Dirección Nacional de Energía.

Por último, el tercer apartado de este trabajo se aboca a presentar las reflexiones finales alcanzadas, las cuales se desprenden como una síntesis derivada de los dos grandes bloques delimitados anteriormente. Como resultado de ello, se hace mención a una serie de consideraciones de cara al futuro, tanto para el desarrollo de la cogeneración, la política energética y las estrategias de desarrollo del país.

ENERGÍA Y DESARROLLO

Bien es sabido que la energía es la base para realizar cualquier tipo de tarea, actividad o trabajo, ya sea desde la más elemental hasta la más compleja: desde la alimentación para la satisfacción de los requerimientos energéticos de los individuos, pasando por el acceso a la electricidad para garantizar su confort diario, hasta el suministro de establecimientos industriales con una demanda energética intensiva que solventan parte de la estructura económica de un país.

Esta capacidad que tiene la energía para «hacer andar las cosas» supedita a los seres humanos y las sociedades que ellos conforman; su disponibilidad y acceso condiciona el desarrollo de sus aptitudes y bienestar. Así, la energía se constituye como una dimensión relevante para observar, entender y explicar muchos de los procesos involucrados en las dinámicas que hacen a los estudios del Desarrollo.

En este entramado, la cuestión energética ha ganado participación, convirtiéndose en un objeto de sumo interés. La literatura especializada en el binomio Energía-Desarrollo ha centrado sus preocupaciones, en el último tiempo, en cuatro problemáticas y/o dilemas relevantes (Méndez, 2017):

1. la necesidad de garantizar el suministro de energía ante una demanda creciente basada en recursos finitos: acorde a lo presentado por el *World Energy Outlook* (IEA, 2016), la demanda de energía a nivel global aumentará un 30% para el año 2040, a partir de las estimaciones de crecimiento económico y demográfico proyectadas. Si bien el informe establece que el incremento de la demanda virará hacia el uso de combustibles modernos, la actualidad determina que las necesidades energéticas son cubiertas mayoritariamente a través fuentes no renovables (87% de la matriz energética global);
2. las fallas en el mercado mundial de los energéticos fósiles: como resultado de las fluctuaciones constantes que sufren estos *commodities*, los países (o bloques regionales) han optado por establecer subsidios para amortiguar los impactos derivados de las variaciones en sus precios;
3. los efectos del cambio climático, provocados por el accionar del ser humano mediante las emisiones de CO₂ a la atmósfera, lo cual repercute negativamente sobre aquellos conglomerados más vulnerables: pérdida de hogares y viviendas como resultado de la intensificación de fenómenos meteorológicos adversos, reconversión de sectores de actividad económica en países con recursos escasos ante una tecnología costosa, etc.;
4. la equidad en el acceso a la energía: tanto a nivel mundial, regional e intraregional, existen zonas que presentan un consumo elevado de energía, mientras que otras están privadas de su acceso, viviendo en condiciones similares a la Edad Media (Méndez, 2017).

En el plano nacional, los estudios sobre esta temática han cobrado relevancia en el marco del proceso de transformación de la matriz energética de los últimos 10 años, a partir de la Política Energética 2005-2030. La actual coyuntura del sector energético ha marcado un quiebre respecto su condición histórica de dependencia ante los recursos fósiles, generando nuevos estudios en relación a la gestión pública de las políticas energéticas, los impactos de las nuevas medidas que

regulan la oferta y demanda de energía o las nuevas formas en el acceso a la energía, entre otros temas.

Estas transformaciones ocurridas son relevantes para el desarrollo del país. Como se mencionó, se produjo un cambio en la matriz energética mediante la introducción de fuentes renovables no convencionales, disminuyendo el peso las importaciones de combustibles fósiles. A su vez, el contar con recursos renovables autóctonos hacen menos vulnerable al país ante posibles crisis energéticas por problemas en el abastecimiento de energía, las cuales han sido recurrentes históricamente. Este panorama también encamina al país hacia una trayectoria sustentable desde la perspectiva ambiental y más equitativa en el acceso de la energía producto de nuevas formas de generación descentralizada.

Bajo este contexto, se puede afirmar Uruguay no ha estado al margen de los problemas y/o dilemas energéticos que afectan a las dinámicas de Desarrollo, sino que a través de creación de una plataforma institucional enmarcada en la Política Energética 2005-2030 ha abordado de manera integral los diversos desafíos que se presentan en esta materia.

LA POLÍTICA ENERGÉTICA 2005-2030 COMO PUNTO DE PARTIDA

En el año 2008, el Poder Ejecutivo aprobaba la definición de una política energética que, a posterior, tendría grandes impactos sobre la transformación de la matriz energética nacional y mantendría la continuidad de sus preceptos generales hasta la fecha de elaboración de este documento.

Como bien lo señala la Política Energética 2005-2030 (de ahora en más: PE) en su parte introductoria, la cuestión energética constituye un área de sensible estudio debido a las múltiples aristas que abarca: asuntos de geopolítica, aspectos tecnológicos, su arista económica, cuestiones ético-normativas, problemáticas medioambientales y su incidencia sobre las dinámicas sociales (MIEM-DNE, 2009). Entender y procesar esta multidimensionalidad al momento de elaborar planes en materia de política energética para la construcción de una estrategia de país, debe convertirse en una imperiosa necesidad; sus impactos sobre los procesos de desarrollo del país son sustanciales.

La denominada PE atravesó un proceso de deliberación en donde los cuatro partidos con representación parlamentaria de aquel entonces elaboraron estrategias y lineamientos generales con implicancias para el corto, mediano y largo plazo, y la cual buscaba lograr transformaciones sobre cuatro ejes de acción determinados: oferta de energía, demanda de energía, eje institucional y eje social¹.

Desde el plano de la oferta, la PE tiene por cometido diversificar la capacidad de generación de energía mediante el impulso de las fuentes renovables no convencionales, tales como la eólica, la solar fotovoltaica o los residuos de biomasa. Este cometido procura otorgarle soberanía al país en detrimento de la dependencia generada por la consolidación de una matriz energética -de larga data- basada en los recursos fósiles e hídricos.

A nivel de la demanda, el ítem insignia de esta política se ha sustentado en la promoción de una cultura eficiente en el uso final de la energía², a través de las denominadas medidas de eficiencia energética (de ahora en más: EE), teniendo como universo de aplicación a todos los sectores económicos del país.

Estas transformaciones a nivel de la oferta y demanda de energía fueron acompañadas por una creciente institucionalización, materializada mediante el surgimiento de unidades específicas dentro de los organismos rectores en materia energética y con el establecimiento de programas y

1 Los partidos con representación parlamentaria en ese entonces eran el Frente Amplio, Partido Colorado, Partido Nacional y Partido Independiente.

2 “Es aquella energía, primaria o secundaria, que es utilizada directamente por los sectores socioeconómicos. Es la energía tal cual entra al sector consumo y se diferencia de la anterior por el consumo propio del sector energético. Incluye al consumo energético y al no energético” (MIEM-DNE, 2016: 38).

medidas sectoriales concretas; ejemplo de ello ha sido la creación de la Unidad de Demanda, Acceso y Eficiencia Energética en el Ministerio de Industria, Energía y Minería – Dirección Nacional de Energía (de ahora en más: MIEM-DNE) o la implementación del etiquetado en electrodomésticos.

Desde el eje social, se procura un acceso más equitativo de los hogares a la energía, así como lograr la electrificación del 100% de los hogares del territorio nacional, entre otras metas propuestas; en este marco se puede hacer alusión al programa de electrificación rural que pretende abastecer de energía eléctrica a aquellos poblados y hogares distantes a las redes de transmisión y distribución.

Dado este marco general, la PE procura cubrir la mayor cantidad de dimensiones posibles con la contemplación de estos cuatro ejes, pautando objetivos y líneas de acción específicas para el corto, mediano y largo plazo.

No obstante, los aspectos más renombrados de esta política se concentran a nivel de la oferta y demanda de energía. A pesar que la PE aún promueve y fomenta el uso –actual y futuro– de fuentes y energéticos convencionales (ejemplo de ellos son los trabajos de exploración en búsqueda de petróleo y gas en la plataforma marítima nacional, las políticas de asociación con petroleras para la explotación de yacimientos en el exterior, o la instalación de una regasificadora de gas natural licuado), la diversificación hacia nuevas fuentes energéticas no convencionales con una fuerte impronta *ecofriendly*, en conjunto con el impulso de medidas de EE, han sido los dos grandes lineamientos que han marcado su agenda de desarrollo.

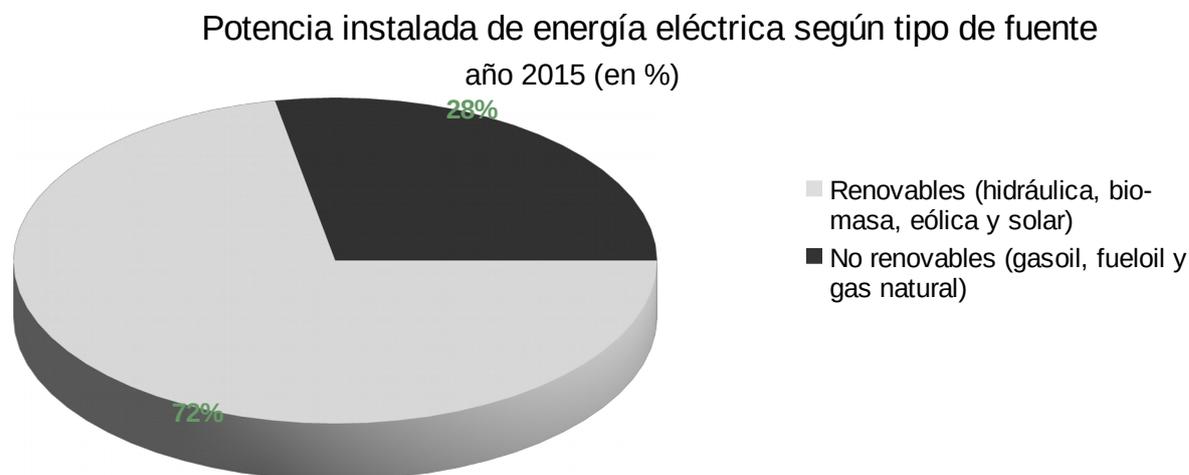
Como resultado de ello, se puede constatar un incremento de la participación de las fuentes de energía renovables no convencionales en el esquema de nuestra matriz energética y el desarrollo de programas abocados a un uso más eficiente de la energía; a continuación se presentarán algunos datos representativos de tal situación.

ESTADO DE SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ENERGÉTICO

Como bien lo plantea el Balance Energético Nacional 2015 (MIEM-DNE, 2016: 10), el sistema energético uruguayo puede desagregarse en dos sectores: el de transformación eléctrica y el de los hidrocarburos.

El sector de transformación eléctrica cuenta con un total de 3989 MW de potencia instalada³ de generación y está conformado a partir de las cuatro centrales hidroeléctricas de gran porte, las centrales térmicas –operadas por turbinas de vapor, turbinas de gas y motores a base de combustibles fósiles–, los generadores privados a base de biomasa y los generadores –tanto públicos como privados– a partir del recurso eólico y solar. A su vez, este sector cuenta con el respaldo proveniente de las interconexiones internacionales realizadas con Argentina (2000 MW) y Brasil (570 MW), las cuales se incorporan al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

A fecha de diciembre de 2015, la potencia total instalada en generación de energía eléctrica en el territorio nacional mostraba un fuerte predominio de las fuentes renovables frente a las de carácter no renovable.



Fuente: MIEM-DNE (2016).

En tanto, el segundo sector energético relevante es el de los hidrocarburos, quien encuentra su principal centro de transformación en la refinería de La Teja perteneciente al ente estatal ANCAP, y la cual es la encargada de transformar el petróleo (y sus derivados) en los principales combustibles comercializados en el país: fueloil, gasoil, gasolinas, gas licuado de petróleo (GLP), entre otros productos. Como hitos complementarios a este sector también deben mencionarse la producción nacional de bioetanol y biodiésel a partir del año 2010, la entrada en operación de la planta desulfurizadora con el fin de producir gasoil y gasolinas de bajo contenido de azufre en el año 2014, y el abastecimiento de gas natural proveniente de Argentina, pero con distribución parcial en

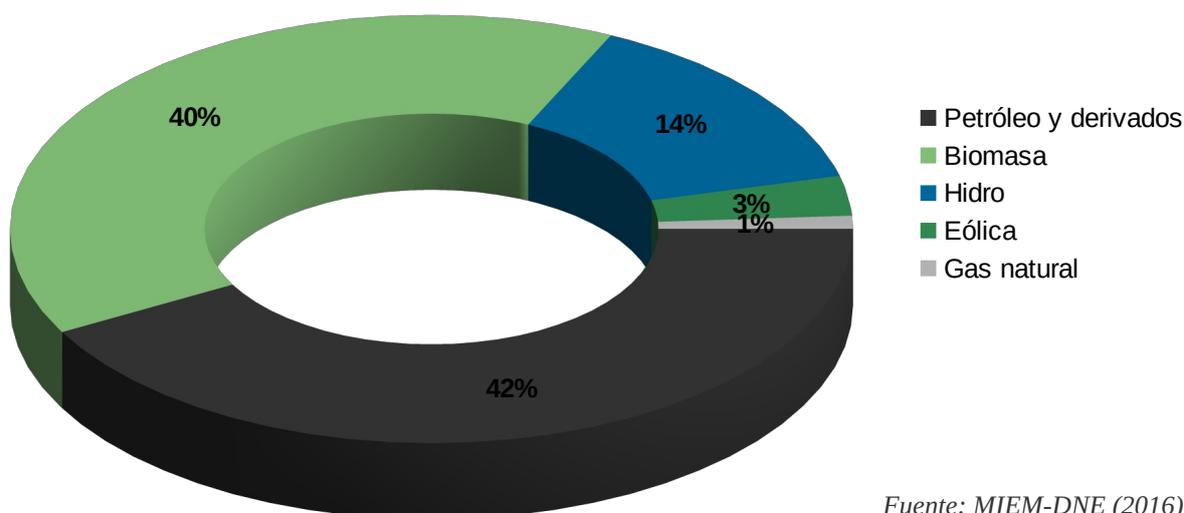
³ Potencia instalada: “es la suma de las potencias nominales de las unidades generadoras de energía eléctrica que componen una central generadora” (ADME, s.f.).

el territorio nacional (las redes de distribución existentes comprenden el litoral suroeste y noroeste del país).

Esta conformación bipolarizada del sistema energético nacional se proyecta de manera casi similar en el abastecimiento de energía. Como se verá en el gráfico a continuación, la composición del abastecimiento está dominado por los hidrocarburos (petróleo y sus derivados) y la hidroenergía (dicotomía predominante desde la transición hacia las energías modernas en el país⁴), pero llamando la atención la alta participación que encuentra actualmente la biomasa, la cual ha relegado a un tercer lugar –en orden de importancia– a la hidroelectricidad. Este avance de la biomasa en la estructura de abastecimiento es reciente de los últimos 10 años y se asocia a un fenómeno en particular: el auge de la industria de celulosa de gran escala.

Abastecimiento de energía por fuente

año 2015 (en %)



4 Acorde a lo expuesto por Travieso (2015: 3), se entiende por transición energética moderna al incremento en la intensidad energética moderna de la economía y la progresiva sustitución de las fuentes tradicionales (leña y energía muscular humana y animal), y puede situarse entre finales del siglo XIX y principios del siglo XX.

LA COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL EN EL LARGO PLAZO: UNA BREVE RESEÑA⁵

Conviene aclarar que la dicotomía existente hoy día en el abastecimiento de energía entre el petróleo y sus derivados y la biomasa es de carácter reciente si se contempla desde un enfoque del largo plazo. Bajo un lente teórico de este tipo, es factible visualizar sistemáticamente un comportamiento en el consumo de energía primaria⁶ en el cual se presenta la dominancia de una/s fuente/s de energía frente a otras, encontrando estrecha relación con los modelos energéticos adoptados en los distintos momentos históricos del país. De esta manera, una mirada de largo plazo hace posible la visualización de algunos de los factores coyunturales que delimitaron los modelos energéticos para ciertos períodos y, a la vez, permite descifrar algunas de las tensiones que tuvieron lugar dentro de esas coyunturas; es por tal motivo que se justifica su pertinencia dentro de este trabajo.

El punto de partida de este análisis comienza en la década de 1880, fecha para la cual se han construido los primeros indicadores asociados al área energética del país. Bertoni (2010: 55) demuestra que hasta antes de 1887, el predominio de consumo de energía primaria estaba constituido principalmente por los aportes que brindaba, en primer lugar, la energía muscular animal y, en segundo lugar, la biomasa a partir del recurso de la leña. Con el auge del modelo agroexportador hacia finales de la década de 1880 (caracterizado por un patrón de inserción internacional de crecimiento hacia afuera, comprendido entre los años 1880 a 1930), nuestro país recurrió a la leña como principal fuente primaria para satisfacer el abastecimiento sus necesidades energéticas, relegando a un segundo orden a la energía muscular animal (la cual se mantuvo prácticamente constante para el período 1882-1940, y a partir de allí presentar una leve pero sostenida caída hasta el inicio del nuevo milenio). Es de destacar también que, para inicios del siglo XX, el carbón empieza a ganar participación como fuente energética, y a partir de 1915 el petróleo y sus derivados inician su camino ascendente de consolidación en la estructura de consumo energético nacional, asentando el proceso de transición hacia las fuentes modernas de energía.

Con el advenimiento de la industrialización sustitutiva de importaciones (modelo ISI), el país adoptó un patrón de crecimiento hacia adentro en el marco de una industrialización dirigida por el Estado, comprendido entre los años 1930 y 1972 aproximadamente (Bértola y Bittencourt, 2014: 44). Para este momento histórico, la satisfacción de las necesidades energéticas del país se logró

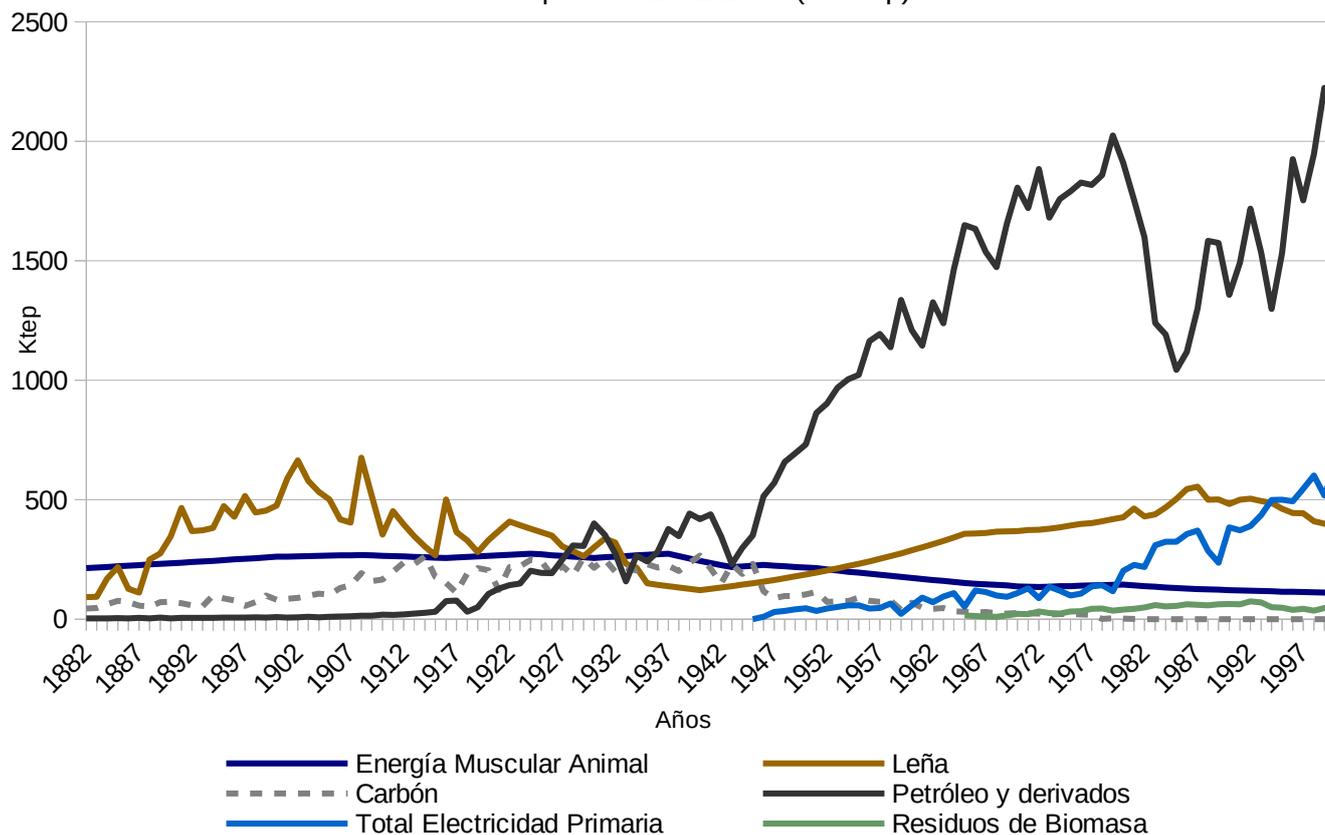
5 A modo de desagregar el marco temporal de estudio de una manera simplificada, se recurrió a la subdivisión de los períodos acorde a lo consensuado en la bibliografía referida a los modelos y dinámicas de desarrollo del país en el largo plazo; para ver el debate en mayor profundidad, se puede recurrir a los aportes de Bértola y Bertoni (2014), Bértola y Bittencourt (2014), Moraes (2008), PNUD-Uruguay (2008) y Rama (1990), entre otros.

6 Por energía primaria se entiende a la “fuente de energía provista por la naturaleza, en forma directa como la hidráulica y la eólica; después de atravesar un proceso minero como los hidrocarburos, el gas natural y el carbón mineral; y a través de la fotosíntesis como la leña y los residuos de biomasa (originados en las actividades urbana, agropecuaria y agroindustrial)” (MIEM-DNE, 2016: 38). En cambio, la energía secundaria “es aquella obtenida a partir de una fuente primaria u otra secundaria, después de someterla a un proceso físico, químico o bioquímico que modifica sus características iniciales” (*ídem*).

fundamentalmente a través de la importación del petróleo, explicadas principalmente por los requerimientos de su incipiente industrialización; a partir de esta época se empieza a consolidar una trayectoria histórica marcada por la predominancia de las fuentes fósiles respecto a otras, la cual que ha imperado hasta nuestros días. Es en este período que Uruguay asiste a la consolidación definitiva de un modelo energético moderno, marcado por “la sustitución de fuentes orgánicas autóctonas por fuentes fósiles foráneas. Esto generó una creciente dependencia energética del exterior hasta promediar el siglo XX y un nivel muy alto hasta nuestros días, a pesar de una excepcional participación de la hidroelectricidad en la matriz energética uruguaya, consumada en la segunda mitad del siglo pasado” (Bértola y Bertoni, 2014: 85).

Ya hacia mediados del período comprendido por el modelo ISI –y trascendiendo al mismo temporalmente–, se empiezan a visualizar los primeros aportes realizados por la hidroelectricidad. Si bien los primeros centros de transformación hidroeléctricos de gran porte datan desde 1946, la misma no ganará participación hasta entrado el modelo de apertura comercial (en el contexto de un segundo modelo de crecimiento económico enfocado hacia el exterior), y es a partir de 1995 – con el funcionamiento a pleno de toda la capacidad instalada de la central hidroeléctrica binacional de Salto Grande– que se convierte en la segunda fuente de energía primaria consumida, por debajo del petróleo y sus derivados. Aquí se debe acotar que luego del año 1995, las centrales hidroeléctricas no han realizado mayores contribuciones en lo referido a potencia instalada como consecuencia de haberse colmado la capacidad de generación hidroeléctrica de gran porte disponible en el territorio nacional, lo cual se traduce en una disminución de su participación relativa en el abastecimiento de energía de la actualidad; a la luz de los datos, la participación de la hidroelectricidad en la potencia total pasó del 76% en 1990, al 39% en el año 2015 (MIEM-DNE, 2016: 10).

Consumo de energía primaria por fuentes período 1882-2000 (en ktep)



Fuente: Bertoni (2010).

Por último, los cambios sucedidos en el último tiempo (período 2005-actualidad) bajo la lupa de lo que podría denominarse un «modelo neodesarrollista»⁷, han obrado a favor de una nueva transformación de la matriz energética nacional, dentro de la cual puede observarse aún el predominio –en el abastecimiento de energía primaria– del petróleo y sus derivados, pero siguiéndole muy de cerca los residuos de biomasa. El hito relevante para esta mutación está asociado al desarrollo de las industrias de celulosa, a través de las inversiones extranjeras directas que tuvieron lugar en el segundo lustro del siglo XXI. Debido a que los procesos de trabajo acontecidos en este tipo de industrias son de carácter electrointensivo⁸, y que –como resultado directo de su giro de actividad– los residuos de los procesos productivos (chips de madera, licor negro, etc.) pueden ser reutilizados como combustibles, es razonable –e incluso necesario en

7 “Se denomina neodesarrollismo al modelo implementado en diversos países de la región cuyas economías han protagonizado un fuerte crecimiento dinamizado por la renta de los bienes comunes (de la tierra a través de productos agropecuarios, de los hidrocarburos y los minerales), donde el estado juega un papel activo instituyendo un nuevo modo de regulación (Harvey, 1998). Este nuevo modo de regulación genera condiciones institucionales para el arribo y permanencia de la inversión transnacional al tiempo que despliega políticas sociales compensatorias de redistribución del ingreso imponiendo algunas condiciones al capital transnacional” (Santos et al., 2013). Conviene aclarar que las conceptualizaciones referidas al modelo neodesarrollista son dispares producto de los diferentes matices que adoptan las experiencias acontecidas en los distintos países de la región latinoamericana.

8 Elevado peso de la energía eléctrica dentro de la estructura de costos y producción de un establecimiento.

muchos casos- que estos establecimientos cuenten con el negocio de la generación de energía para abastecer sus requerimientos energéticos y, en el caso de tener excedentes, volcarlos a la red para su comercialización.

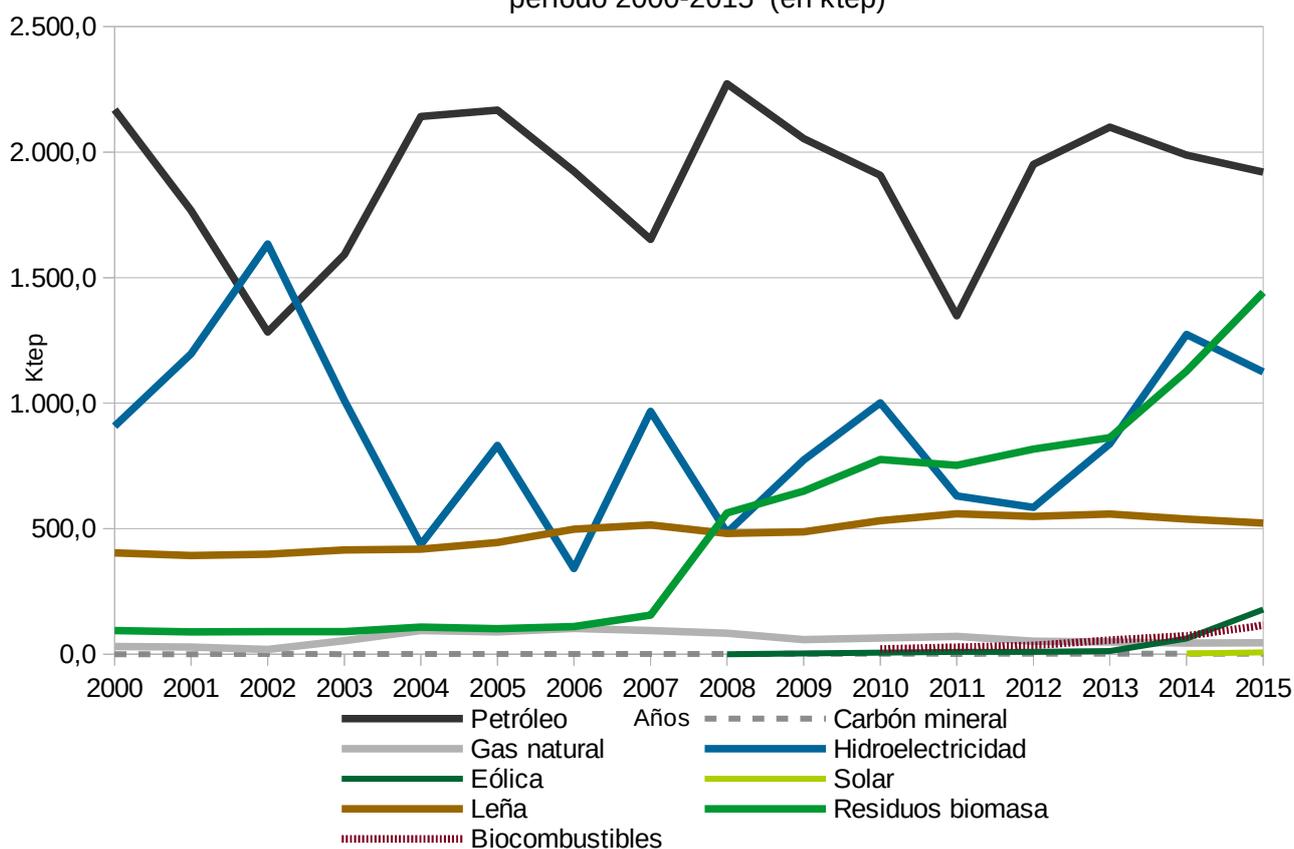
Otro aspecto que es crucial para explicar el auge de los residuos de biomasa en esta última década, se deriva del fomento e incentivos brindados desde los organismos competentes en materia energética al desarrollo y adopción de fuentes de energía renovables no convencionales, en el marco de la PE. Mediante la apertura de procedimientos competitivos avalados por el Poder Ejecutivo⁹, se otorgó la posibilidad de generar energía en manos de oferentes privados¹⁰, siempre que las fuentes fuesen de carácter renovable no convencional (específicamente eólica, biomasa y solar fotovoltaica), lo cual se tradujo al día de hoy en una diversificación de las fuentes que componen la matriz energética nacional y, puntualmente, en un aumento de la potencia instalada de la generación de energía eléctrica a partir de biomasa (y de residuos de biomasa).

En síntesis, la actual estructura de abastecimiento y consumo energético nos muestra un viraje hacia las fuentes renovables de energía y, en especial hacia las de carácter no convencional. Vale aclarar que el peso de las fuentes de origen renovable se explica a partir de las fuentes que han predominado históricamente en nuestra matriz: la hidroelectricidad y la biomasa (teniendo un rol preponderante la leña a lo largo de nuestra historia). Sin embargo, la coyuntura económica y política de los últimos diez años han ocasionado cambios significativos que colocan a las renovables no convencionales en primera plana (y en especial a los residuos de biomasa dentro del sector industrial), consolidando un proceso de transformación de la matriz energética de corte más sustentable y autónoma.

9 Ejemplo de ello fueron los Decretos N° 77/006, 397/007 y 58/015.

10 Si bien la generación de energía eléctrica en manos de privados está contemplada a partir de la aprobación de la Ley Marco Regulatorio del Sector Eléctrico de 1997 (Ley N° 16.832) y sus posteriores decretos reglamentarios, la misma no logró consolidarse hasta que se desarrollaron los procedimientos competitivos en el marco de la PE.

Oferta Bruta de Energía Primaria por tipo de fuente
período 2000-2015 (en ktep)

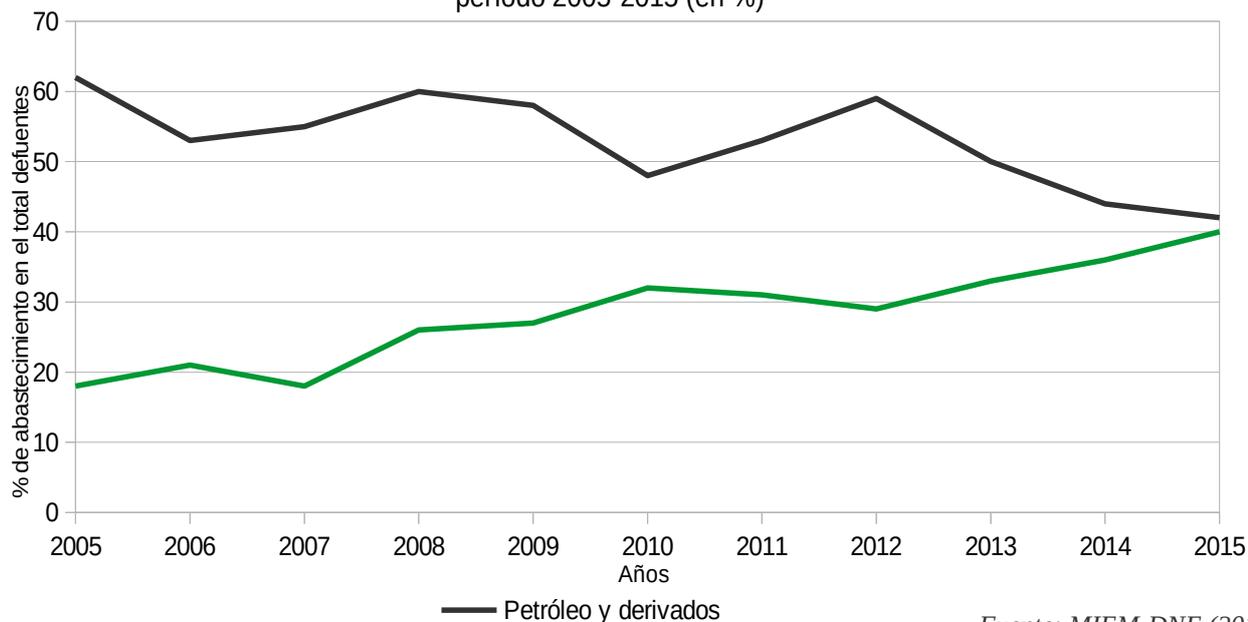


Fuente: MIEM-DNE (2017).

A pesar de ello, la foto a fecha de diciembre de 2015 muestra que la estructura de abastecimiento energético mantiene la primacía del petróleo y sus derivados, seguida muy de cerca por los residuos de biomasa. La primera fuente de energía primaria mencionada constituye una gran restricción para la planificación y el desempeño de los distintos sectores de la economía nacional. Al ya conocido limitante de pertenecer a una gama de recursos finitos no renovables en el corto y mediano plazo, y su importante incidencia en la generación de gases de efecto invernadero, se le debe sumar, por un lado, la posibilidad de quedar expuestos a los vaivenes de los precios del mercado internacional que regulan a estos *commodities*. Y por otro lado, este panorama de dependencia ante un recurso fósil entra en contradicción con el aspecto más difundido y mediatizado de la política energética en desarrollo: el impulso de las energías renovables no convencionales.

Mientras que el petróleo y sus derivados han tenido una participación relevante y continua dentro de la estructura energética de nuestro país, la biomasa se ha consolidado como una fuente importante en los últimos años producto de los requerimientos energéticos demandados para desarrollo de la industria de la celulosa. Como se puede ver en el gráfico a continuación, la biomasa empieza a ganar terreno luego del año 2007, y ello se debe fundamentalmente a la instalación (y entrada en operación) de la planta de Botnia (actual UPM) y posteriormente de Montes del Plata.

Participación del Petróleo y derivados y Biomasa sobre el total de abastecimiento energético período 2005-2015 (en %)



Fuente: MIEM-DNE (2017).

Por lo tanto, encontramos que desde la transición energética hacia fuentes modernas hasta antes de la entrada en vigencia de la PE, la matriz energética nacional (en especial el abastecimiento de energía primaria) estaba constituida fundamentalmente por dos fuentes de energía primaria: el petróleo y sus derivados, y la hidroelectricidad. En cambio, la actualidad nos muestra que la matriz energética está atravesando un proceso de transformación, principalmente marcado por una diversificación de las fuentes de energía renovables no convencionales que se encuentran en nuestro territorio.

La comparativa histórica brevemente esbozada es producto de un momento histórico singular, por lo que el predominio de una fuente frente a otra responde a las estrategias planteadas por los diversos gobiernos en los distintos períodos, así como la coyuntura económica y política a nivel nacional, regional y/o mundial. Para comprender de un modo más cabal los modelos energéticos imperantes en cada período histórico del país, es pertinente retomar la discusión conceptual que se desprende del trabajo de Caldes (2012), de donde se puede inferir –como resultado de su análisis– las distintas tensiones derivadas de los modelos y directrices imperantes desde 1965 hasta la actualidad.

Tensiones derivadas de los modelos energéticos y las directrices imperantes

Ya que no es menester de este trabajo realizar un debate en profundidad de los modelos energéticos implementados y las estrategias seguidas a lo largo de la historia uruguaya, esta escueta confrontación estará acotada al espacio temporal contemplado por el trabajo de Caldes

(2012); sólo se harán menciones puntuales que se consideren significativas para el período anterior comprendido entre los años 1880 a 1964.

➤ *dependencia vs. soberanía:*

Tal como señala Caldes (*ibídem*: 65), “en el afán por satisfacer la demanda a través de la expansión de la oferta [de energía], se oscila entre la dependencia del exterior y los intentos por generar cierta autonomía. En este sentido, la transición energética de Uruguay hacia fuentes de energía modernas implica la introducción del petróleo en el modelo energético –desplazando otras fuentes primarias de energía, como la leña y la energía muscular animal que son autóctonas. (...) La otra cara de esta transición tuvo que ver con expansión de la oferta y la demanda de energía eléctrica.” Debido a la no comprobación de recursos explotables de hidrocarburos en el territorio nacional, la transición hacia un modelo energético moderno aparejó directamente un incremento de la dependencia internacional hacia las fuentes fósiles, como resultado de la necesidad de importar el petróleo junto a sus derivados. Si bien este aumento de la dependencia puede verse cuestionado desde el plano de las políticas públicas implementadas producto de la búsqueda de reservas (exploración *on-shore*¹¹ y *off-shore*¹² en la década de 1970 y, más recientemente, las exploraciones *on-shore* que dieron por resultado el descubrimiento de hidrocarburos en el departamento de Paysandú o las *off-shore* promovidas a través de la Ronda Uruguay I y II), los hechos han consolidado un aumento de la misma.

En lo referido al gas natural puntualmente –energético relevante por sus posibles usos para el objeto de estudio que atañerá en las secciones siguientes– se observa un intento de inclusión en nuestra matriz en la década de 1990 que no logró prosperar debido a las restricciones sucedidas en el abastecimiento por parte de nuestro único proveedor, Argentina, y por contar con una infraestructura (gasoductos) insuficiente para su distribución dentro del territorio nacional.

Sin embargo, este patrón de dependencia puede verse cuestionado desde el sector eléctrico, mediante el impulso de los emprendimientos hidroeléctricos a partir de la década de 1970. Debido a la magnitud de los mismos, gran parte de la demanda eléctrica se logró satisfacer a partir de estas centrales, lo cual rige hasta nuestros días. En esta misma línea, el auge actual de las fuentes renovables no convencionales en el marco de la PE, han logrado reducir la dependencia de energéticos importados a través del aumento de potencia instalada en eólica y biomasa, solventando la soberanía del sector eléctrico.

Conviene señalar que en reiteradas ocasiones el sector eléctrico ha sido respaldado por el sector de hidrocarburos. Ello se debe a que en circunstancias de crisis hídrica fue necesario recurrir al uso de las centrales térmicas para lograr satisfacer la demanda (las cuales, dicho gráficamente, queman combustible para generar energía eléctrica). Ante tales circunstancias, históricamente los hidrocarburos han sido los únicos energéticos óptimos para el funcionamiento del sector en

11 Sobre tierra firme.

12 En superficies no terrestres.

función de las tecnologías existentes; la utilización de otras fuentes no era compatible con la estructura del sector eléctrico nacional, ya fuese por temas de escala, disponibilidad de recursos y/o relación costo/beneficio. A modo ilustrativo, ante situaciones de crisis energética, la opinión pública ha puesto en debate la viabilidad de otras fuentes y tecnologías de generación, como la nuclear. Este es un claro ejemplo en donde la tecnología no es funcional a la estructura del sistema uruguayo, ya que la instalación de una central nuclear requeriría de un uso continuo y de gran envergadura, no apto para la infraestructura, demanda e intensidad requerida por el país.

Ante este contexto, es posible visualizar un incremento de la dependencia en detrimento de la soberanía. Sin embargo, esta condición parece estar mutando en el último tiempo con las medidas adoptadas en el marco de la PE, encontrando el sector energético (fundamentalmente el sector eléctrico) respaldo en las fuentes renovables no convencionales autóctonas ante circunstancias críticas; el ejemplo más claro lo brinda la energía eólica.

Finalmente, y como un elemento aledaño a esta discusión entre dependencia y soberanía, la perspectiva regional adquiere relevancia en ambos sectores, especialmente a partir de la década de 1990: para el eléctrico, nuestro país logra establecer interconexiones con los países vecinos, mientras que para el sector de hidrocarburos se firman acuerdos de cooperación con Argentina, Brasil, Bolivia y Venezuela en materia de exploración e importación.

➤ *estado vs. mercado:*

La trayectoria histórica del sector energético uruguayo está marcada por la fuerte presencia del Estado, materializado a través de la figura de dos empresas públicas: UTE (sector eléctrico) y ANCAP (sector de hidrocarburos). Tanto una como la otra, son resultado del proceso de transición energética iniciado a principios del siglo XX y las necesidades político-económicas que se requerían; “la creación de las mismas fue en buena medida una reacción ante los intereses extranjeros instalados en el país que dominaban el negocio energético” (Bertoni, 2010: 23; en: Caldes, 2012: 66).

Esta trayectoria marcada por la predominancia del Estado dentro del sector energético se vio contrarrestada con el fervor del libre mercado predominante para finales de 1970. A pesar de que Uruguay presentó un tinte de menor intensidad (y más tardío) en comparación en las reformas liberales implementadas en la región, es posible encontrar hacia finales de la década de 1970 e inicios de 1980, los primeros pasos hacia la desregulación y liberalización (parcial) de los sectores energéticos nacionales.

Dentro de las transformaciones del sector eléctrico, se destaca la posibilidad de brindar un suministro de servicio público de electricidad en carácter de concesión en manos de otra empresa eléctrica (Caldes, 2012: 44); de esta forma, UTE ya no es la única empresa con injerencia exclusiva dentro del sector.

A posterior, la tendencia en favor del mercado se ve incrementada con los impulsos privatizadores de las empresas estatales en la década de 1990. A pesar de que estas medidas – consultadas públicamente mediante plebiscito– no lograron implementarse, sí hubieron modificaciones en torno al nuevo marco regulatorio de esta actividad que procuraba la supremacía del mercado frente al Estado. Aquí es pertinente mencionar que mediante la Ley N° 16.832 de 1997 y sus posteriores decretos reglamentarios, se establecen principios que rompían definitivamente con el monopolio imperante en manos de UTE: el surgimiento de un mercado mayorista de energía eléctrica, la creación de una unidad encargada regular dicho mercado (Unidad Reguladora de Energía Eléctrica que mutó a la actual Unidad Reguladora de Servicios de Energía y de Agua –URSEA– sumando otros tipos de competencias) en conjunto con la Administración Nacional de Mercado Eléctrico (ADME), y la libertad en la generación de energía eléctrica.

Este último punto merece especial atención ya que, como se vio, su impulso y reglamentación está en el marco de reformas pro-mercado, pero recién tendría relevancia con el impulso de la generación privada a través las energías renovables no convencionales promovidas por la PE.

Actualmente, se presenta un mapa en donde la generación de energía eléctrica está en manos de oferentes tanto privados como público, los cuales –a través de los distintos contratos vinculantes– comercializan la energía en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, pero siendo el ente estatal el encargado de su transmisión y distribución, y el Estado el encargado de encauzar la planificación energética acorde a los lineamientos del Poder Ejecutivo y los organismos especializados en el área energética.

En este marco, es importante hacer referencia a los aportes de Hunt y Shuttleworth (1996) en materia de las estructuras existentes en el sector eléctrico, a modo de poder entender los cambios sucedidos en el sector de transformación eléctrica. Estos autores distinguen la existencia de cuatro modelos de estructuración:

- *Modelo 1:* existencia de una única empresa verticalmente integrada en donde no existe competencia.
- *Modelo 2:* un único comprador de la energía, el cual promueve la competencia entre los generadores de energía (competencia por el mercado).
- *Modelo 3:* en este modelo, los distribuidores de energía y una categoría especial de consumidores pueden realizar contratos con los generadores, lo cual implica una competencia en generación dentro de un mercado mayorista de energía eléctrica (competencia en el mercado).
- *Modelo 4:* cualquier consumidor puede escoger su proveedor de energía eléctrica (competencia plena).

A su vez, la propiedad del sector eléctrico puede configurarse de tres maneras distintas:

- Del estado con gestión del ejecutivo;

- Del estado con gestión independiente (empresa);
- Corporación privada (Vignolo, Oroño y Zilli, 2015).

De la conjunción entre las estructuras y los modelos de propiedad, es posible establecer una matriz estructura/propiedad que determinarán el estado de reestructuración del mercado eléctrico, el cual permite ver el grado de avance del mercado producto de las reformas acontecidas. Para el caso uruguayo, Vignolo, Oroño y Zilli (*ídem*) señalan que antes de la Ley N° 16.832 del 1997, se contaba con una única empresa estatal integrada verticalmente encargada de la generación, transmisión, distribución y comercialización, mientras que luego de la mencionada ley, UTE compite en un mercado mayorista en conjunto con otros generadores privados, y en donde los grandes consumidores¹³ puede comprar directamente la energía eléctrica sin intermediación del ente estatal. Por lo tanto, la Ley N° 16.832 marca el pasaje de un modelo 1 de reestructura del sector eléctrico a un tipo de modelo 3, mientras que el modelo de gestión imperante sigue estando bajo la órbita estatal, aunque con un desplazamiento hacia la gestión privada producto de la entrada de oferentes privados de energía.

REESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN URUGUAY					
		Estructura			
		Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
Propiedad / Gestión	Participación del gobierno				
	Corporación pública	Uruguay (pre Ley N°16.832)		Uruguay (pos Ley N°16.832)	
	Corporación privada				

Fuente: Vignolo, Oroño y Zilli (2015).

Para el análisis del sector de los hidrocarburos, es posible trazar un paralelismo –casi similar pero más tardío– a la trayectoria seguida por el sector eléctrico. El viraje hacia una matriz basada en energéticos modernos ocurrida a mediados del siglo XX incrementó la relevancia de la figura de ANCAP dentro del sector energético nacional. Dicha empresa ha sido la encargada de importar, refinar y comercializar los combustibles en el país hasta finales del modelo ISI, e incluso durante una gran parte del modelo de apertura comercial. Con el advenimiento de los paradigmas imperantes durante la década de 1970, la tendencia hacia el mercado pretendió dar sus primeros pasos, más allá de que en la práctica el Estado tuvo un rol conductor de la política pública de hidrocarburos; recién en la década de 1990 –con el Decreto N° 584/993– y 2000 –con la Ley N°

13 “Son los consumidores con calidad de clientes libres en cuanto cumplen con los requisitos de potencia, energía y demás parámetros técnicos establecidos en la reglamentación, y están conectados directamente al sistema de transmisión o, estando conectados a la red de distribución han optado por comprar su energía en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica” (ADME, s.f.).

17.448 del año 2001-, se liberan las concesiones monopolistas en manos de ANCAP para la importación, exportación y refinación de los combustibles; siendo esta última no abalada por el plebiscito consultivo, por lo que el monopolio siguió en manos del ente (Caldes, 2012: 48-49).

Más recientemente, bajo la égida del modelo neodesarrollista y en el marco de la aplicación de la PE, el ente estatal abocado al sector mantiene los monopolios iniciales, siendo el Poder Ejecutivo el encargado de guiar sus cometidos. Entre los principales hitos se encuentra el fomento de los biocombustibles, a través de la empresa estatal ALUR, y la búsqueda de asociaciones que posibiliten el desembarco del gas natural en nuestra matriz energética.

➤ *oferta vs. demanda:*

Para el período transcurrido luego de la transición energética, es posible constatar un aumento progresivo de la oferta energética como consecuencia del incremento de la demanda (lo cual también es consecuente con el crecimiento del PBI¹⁴). Ante este espiral ascendente en torno a la relación oferta-demanda, las estrategias que predominaron desde los organismos rectores en materia energética ha sido la de ampliar la oferta de energía, ya sea mediante un aumento del parque generador (centrales hidroeléctricas y térmicas, parques eólicos, etc.) o a través de una mayor importación de energéticos fósiles.

Como vimos anteriormente, la transición hacia las energías modernas determinó una composición de nuestra matriz fundada en la dicotomía entre petróleo y derivados y la hidroelectricidad. En la década de 1970, la denominada «crisis del petróleo» tuvo un impacto directo sobre nuestra balanza de pagos producto del elevado precio del barril de petróleo, lo cual se tradujo en una menor importación de los energéticos fósiles. Bajo este contexto, gran parte de la demanda –otrota satisfecha por esta fuente– se volcó hacia el consumo de la leña (en especial para aquellos sectores con una demanda térmica elevada) y hacia la energía eléctrica, la cual tenía como principal fuente proveedora a la hidroelectricidad.

Empero, la hidroelectricidad tampoco era (y es) una fuente «firme» en materia de abastecimiento de energía, ya que la misma está ligada a los ciclos hídricos, motivo por lo que un período prolongado de sequía puede generar fuerte impacto en el abastecimiento de energía, condicionando los requerimientos energéticos demandados por los distintos sectores del país.

Por lo tanto, esta condición de dependencia ante la coyuntura internacional o ante fenómenos climáticos determinados, ocasionó la existencia de crisis energéticas donde fue necesario adoptar medidas *ad hoc* para controlar la demanda de energía. Para la década de 1970, el control de la demanda fue materializado a través de medidas tendientes al ahorro de energía, entre las que se

14 Entre los temas analizados por la Economía de la Energía, es recurrente encontrar estudios que aborden la relación entre la elasticidad ingreso de la energía y el PBI. Si bien los modelos planteados por estos estudios varían en sus resultados, muchos arrojan datos que correlacionan un incremento del PBI con el incremento del consumo de la energía.

destacan el adelanto de la hora legal, la prohibición de utilizar energía eléctrica en marquesinas y carteles de publicidad, prohibición de mantener encendido más de un pico de iluminación por habitación, cambios en el horario de funcionamiento de las oficinas de la Administración Pública, racionamiento en el suministro de energía eléctrica, incluyendo cortes programados, recargos a la tarifa residencial con la finalidad de desestimular el consumo (Bertoni, 2010: 78; en: Caldes, 2012: 59). Estas medidas tenían un horizonte temporal de aplicación relativamente corto, atado al período de crisis, sin querer impactar en los hábitos de consumo de largo plazo.

A partir de mediados de la década de 2000, nuevamente se introducen medidas que buscan alterar el comportamiento de la demanda. Sin embargo, estas medidas no quieren mermar el consumo de energía, sino que buscan optimizar el uso de la energía final a través una utilización más eficiente de la misma, generando un cambio cultural en el consumo y, por lo tanto, perdurable en el tiempo. Siguiendo la tendencia mundial del paradigma marcado por un “uso racional de la energía” (Bertoni *et al.*, 2010), en Uruguay se empiezan a promover medidas de EE, las cuales divergen de la concepción de ahorro en la medida que las primeras suponen limitar su uso, [mientras que] la eficiencia energética implica su optimización” (MIEM-DNE, 2015: 4).

El contexto de introducción de estas medidas estuvo pautado por un creciente desarrollo institucional que solventaba su respaldo; entre los grandes hitos en esta materia se encuentran:

- aprobación de la Ley de Eficiencia Energética en el año 2009, a través del cual se contemplaba la creación de la Unidad de Eficiencia Energética en MIEM-DNE, y la elaboración del Plan Nacional de Eficiencia Energética 2015-2024;
- lanzamiento del Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE);
- ampliación de las potestades a la URSEA para el control de la actividades en materia del uso eficiente de la energía y en el contralor del Etiquetado de Eficiencia Energética;
- posibilidad de establecer un régimen impositivo punitivo para equipos ineficientes;
- aprobación del Fideicomiso de Eficiencia Energética (FEE); y,
- creación de la Unidad de Acceso, Demanda y Eficiencia Energética dentro del MIEM-DNE (CEPAL, 2013: 340).

Las medidas impulsadas (a través de distintos programas y mecanismos) han sido diversas y han encontrado aplicación en diversos sectores de actividad económica del país. Dada la pertinencia de este trabajo, en el siguiente apartado se presentarán algunos de los atributos del sector industrial nacional, así como algunas de las medidas impulsadas para el mismo.

EL SECTOR INDUSTRIAL COMO OBJETO DE ANÁLISIS

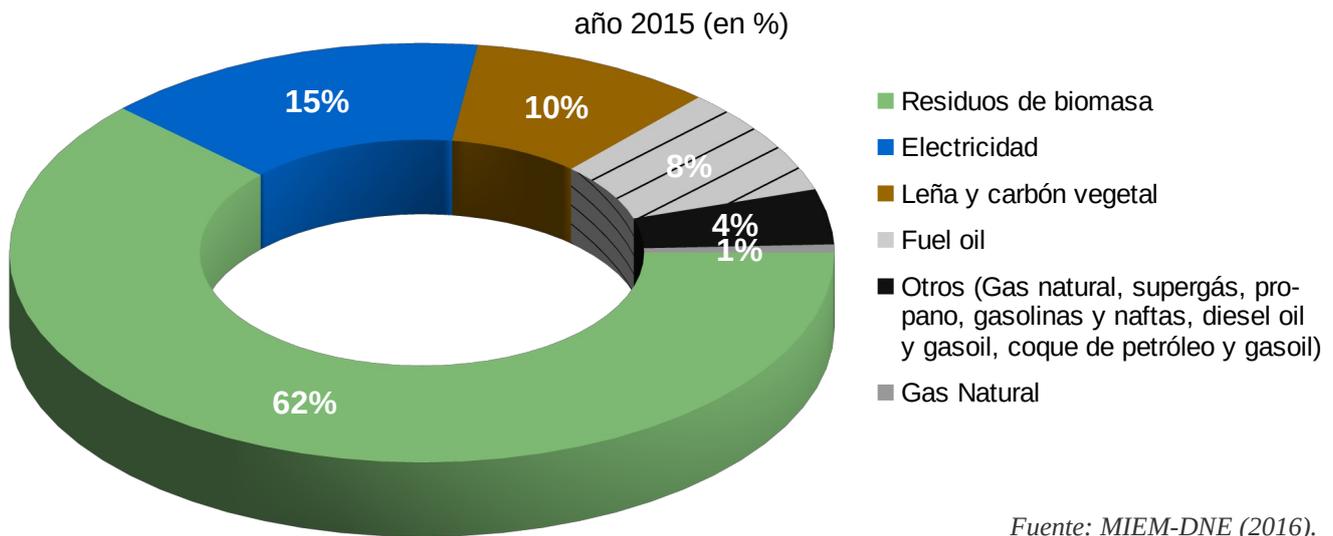
Ahora bien, ¿cuál es la razón que lleva a focalizar el trabajo en el sector industrial nacional? ¿Qué nos lleva a que sea nuestro objeto de estudio? Claro está que este sector constituye, al igual que en muchos de los países del mundo, una de las bases más importantes de la economía nacional al impulsar su desarrollo económico. Pero, a su vez, el mismo tiene implicaciones directas y trascendentales sobre la demanda de energía en el país si se toman en cuenta los siguientes datos: el sector industrial representaba, para el año 2015, el 42% del consumo final de energía con 1.852,9 ktep¹⁵, siendo el principal sector de consumo energético (MIEM-DNE, 2016).



Si el consumo energético de este sector se desagrega por fuente, vemos un claro predominio de los residuos de biomasa con más de un 60% sobre el total de las fuentes, seguida por la electricidad (15%), leña (10%) y fueloil (8%).

¹⁵ Ktep: Miles de toneladas equivalente petróleo. Unidad que se utiliza para poder comparar de manera similar las distintas fuentes energéticas.

Consumo de energía por fuente - Sector Industrial



Dada la magnitud de consumo del sector industrial –y a pesar que la demanda del sector está satisfecha en un 62% por los residuos de biomasa, lo cual es eficiente en sí mismo por el hecho de utilizar un subproducto de un proceso productivo como energético, evitando así el uso de energéticos fósiles y/o electricidad–, su incidencia es significativa en el esquema de abastecimiento energético. A ello se le debe agregar que, en promedio, el gasto de energía de la industria ronda el 5% del total de los costos incurridos (CEPAL, 2013), por lo que su peso en la estructura de costos del sector suele desestimarse, repercutiendo negativamente en la adopción de medidas de EE. Por tales razones, es deseable impulsar medidas tendientes a la optimización del consumo energético.

Entre los mecanismos generales propuestos desde los organismo rectores para el fomento de la EE, podemos encontrar una amalgama de instrumentos económicos y financieros de promoción, entre los que se destaca el FUDAEE, los Certificados de Eficiencia Energética, el FEE, la Línea de Asistencia Técnica, la Ley de Promoción y Protección de Inversiones (a través del indicador de «Producción Más Limpia» en el cual se contempla la EE y las fuentes renovables), el Programa de Apoyo a PYMES, así como otros instrumentos de promoción como las Acciones Nacionales Apropriadas de Mitigación (NAMAS).

Más allá de eso, MIEM-DNE ha armado una batería de herramientas específicas (además de las acciones e instrumentos generales mencionados anteriormente) que promueven y/o facilitan la adopción de prácticas y medidas eficientes; entre los programas desarrollados (o a desarrollarse) por el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2015-2024 se pueden mencionar:

- Beneficio de Eficiencia Eléctrica en la Industria;
- Energía Solar Térmica en la Industria;
- Energía Eólica en la Industria;
- Mejora de la información base de la Industria;

- Difusión de las herramientas disponibles para implementar acciones en Eficiencia Energética (MIEM-DNE, 2015: 26).

Desde la perspectiva de la gestión de la energía, las medidas promovidas desde MIEM-DNE son el desarrollo de las empresas de servicios energéticos (ESCOS)¹⁶ y consultores en energía que asesoren y diagnostiquen a las empresas, así como el impulso a proveedores de equipamiento eficiente. Las acciones realizadas en este campo fueron la elaboración de una nómina de ESCOS habilitadas por el ministerio para el asesoramiento y desarrollo de proyectos en esta materia, y el otorgamiento de créditos para el acceso a este tipo de consultorías por parte de las empresas¹⁷.

Por último, los mecanismos de promoción de la EE son adoptados de distintas maneras por las empresas del sector. Mientras que algunos únicamente introducen mejoras en luminarias a partir de las luces LED o mejora de los sistemas de calefacción y/o calentamiento de agua mediante aislamiento térmico o la instalación de colectores solares, otros pueden realizar mejoras de mayor envergadura vinculadas al frío necesario para los procesos productivos, la fuerza motriz fija o la instalación de sistemas de cogeneración; sobre esta última medida centraremos el resto del trabajo, cuestión que fue abordada a lo largo del proceso de la pasantía.

16 Empresas que ofrecen servicios para el desarrollo de proyectos de ahorro de energía y aprovechamiento de energías renovables (MIEM-DNE, 2017). Éstas deben contar con la autorización del MIEM.

17 Listado disponible en: <http://www.eficienciaenergetica.gub.uy/listado-de-esco>

Las razones que determinan la génesis de este trabajo están en estrecha relación con los productos resultantes del Taller de Desarrollo I y II. En este espacio de intercambio curricular, se buscó consolidar el desarrollo de un proyecto de investigación que tuviera como objeto de estudio las políticas públicas energéticas del sector industrial; el producto final consistió en el proyecto de investigación denominado “La demanda de energía en el sector industrial: ¿Una correspondencia entre política y realidad?”, que –en resumidas palabras– procuraba visualizar la manera en cómo los lineamientos de la política energética vigente introducían cambios en los demandantes de energía a nivel industrial.

Tal proyecto fue presentado ante representantes de la MIEM-DNE, quienes me otorgaron la posibilidad de acceder a los resultados de un documento interno que otorgaba una panorámica general sobre el estado de situación de las medidas implementadas para el sector industrial.

Si bien el informe abordaba diversas áreas de estudio, el aspecto medular –y sobre el cual se realizó el trabajo de pasantía– recae en un diagnóstico del sector y la enunciación de 6 situaciones problema que el mismo atraviesa:

1. Percepción por parte de los industriales de la alta incidencia de los costos de la energía, con el consiguiente impacto en la competitividad.
2. Bajo desarrollo de los sistemas de cogeneración en relación con el potencial disponible, y de uso de tecnologías energéticas más eficientes (energía solar para precalentamiento de agua o calor directo).
3. Bajo desarrollo de proyectos de utilización de renovables (energía solar para calentamiento de agua o calor directo) y de eficiencia energética en MIPYMES¹⁸.
4. Dificultad de los industriales para tomar decisiones en relación a la fuente energética más adecuada para cada uso/actividad industrial, que optimicen los costos económicos, ambientales, de eficiencia, de soberanía, sociales.
5. Dificultades para el monitoreo y la adecuación y/o modificación de las medidas de política implementadas.
6. Demoras en la formulación y presentación de un Plan Nacional explícito y coordinado de Eficiencia Energética.

Cada una de estas situaciones enumeradas estaban acompañadas de las causas que explicaban el surgimiento del problema, así como sus posibles repercusiones futuras.

Dado que desde MIEM-DNE se me sugirió tomar uno de los tópicos presentados con el fin de abordarlo con mayor detenimiento, se decantó por escoger el punto número 2 del informe,

¹⁸ Según el Decreto N° 504/007, la micro empresa comprende un personal empleado entre 1 y 4 personas y sus ventas anuales no superan las 2.000.000 Unidades Indexadas (UI); la pequeña empresa posee de 5 a 19 personas empleadas y su ventas anuales no superan las 10.000.000 UI; y la mediana empresa tiene entre 20 y 99 personas con un total de ventas anuales no superior a las 75.000.000 UI.

focalizándome en la problemática asociada al bajo nivel de desarrollo de la cogeneración. La razón de su elección recae principalmente en que la cogeneración, para Uruguay, ha tenido escaso interés como objeto de estudio, o al menos en lo que refiere al estudio de las políticas públicas tendientes a incentivarlo; tal “estado del arte” ha sido el principal factor motivacional para su selección.

En grandes líneas, el informe interno de MIEM-DNE concluye que la cogeneración en el sector industrial nacional presenta un bajo nivel de desarrollo en comparación al potencial disponible, lo cual nos lleva dar por sentado que: en primer lugar, hay estudios de viabilidad referido a lo que es nuestro objeto de estudio, los cuales servirán como referencia para este trabajo; y, en segundo lugar, la cogeneración tiene margen para incrementar su participación dentro de lo que son los métodos de generación eficiente de energía. Sin embargo, este tipo de tecnología no podrá ganar terreno en la medida que no se superen las principales barreras que frenan su desarrollo. Las principales causas que explicarían el escaso nivel de implementación descritas en el informe son las siguientes:

- costos de abastecimiento comparativamente menores del servicio público en relación con las inversiones necesarias para implementar la cogeneración;
- baja incidencia de la energía en los costos de muchas industrias;
- industrias carentes de profesionales con visión energética; y,
- escaso interés de las ESCOS en industrias de menor porte.

Si se continúa con esta lógica causa-efecto, las consecuencias previsibles para el futuro –en el caso de no adoptar medidas correctivas para superar dichos obstáculos– pueden ser tres:

- para algunas industrias, mayores costos de la energía, con impactos sobre la competitividad;
- mayor necesidad de inversiones en infraestructura en el sistema de abastecimiento energético; e,
- incremento de contaminaciones y emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Este marco lógico establecido en el diagnóstico del informe determinó los pilares en los que se sustentó el trabajo de pasantía; el mismo tuvo por cometido corroborar el bajo nivel de desarrollo de los sistemas de cogeneración (así como validar y/o refutar las premisas que enunciaban las causas de su bajo desarrollo), y también procuró obtener nuevos indicios de barreras no contempladas que puedan oficiar de ayuda al momento de la elaboración de directrices públicas en torno al fomento de la misma.

ESTRATEGIA DE INVESTIGACIÓN

Pregunta de investigación

El problema en el que este trabajo se sustenta, se desprende a partir de la afirmación realizada por el informe –que a posterior se transformó en la hipótesis de trabajo–, mediante la cual se declaraba la existencia de un bajo nivel de desarrollo de los sistemas de cogeneración en relación al potencial disponible.

Ya que desde el MIEM-DNE se sugirió ver cuán acertada estaba esa aseveración, el norte que guio el desarrollo este trabajo se traduce en la siguiente interrogante:

- Para el sector industrial nacional, el actual nivel de desarrollo de la cogeneración ¿es bajo respecto a su potencial de desarrollo?

Tal cuestión busca, por un lado, aceptar (o rechazar) el resultado alcanzado por documento proporcionado por MIEM-DNE. Pero por otro lado, también procura otorgar indicios sobre las dificultades y/o potencialidades percibidas en el ambiente donde los actores involucrados interactúan, los cuales pueden resultar relevantes al momento de tomar decisiones en materia de fomento a esta tecnología.

Objetivos del trabajo

Para responder la pregunta de investigación propuesta, el objetivo general que busca alcanzar el presente trabajo es el siguiente:

- Corroborar la existencia/inexistencia de un bajo nivel de desarrollo de los sistemas de cogeneración en relación al potencial disponible, dentro del sector industrial uruguayo.

Para servir al cometido de tal objetivo, se desmenuzó la propuesta de trabajo en objetivos específicos que permitan, en modo gradual, dar un entendimiento integral de la problemática en cuestión. Los objetivos específicos abordados fueron los siguientes:

- i. Identificar cuáles son los beneficios e incentivos para captar potenciales cogeneradores.
- ii. Encontrar barreras comunes que ofician de limitante al desarrollo de esta tecnología.
- iii. Validar (o refutar) las causas al bajo nivel enunciadas en el informe proporcionado por MIEM-DNE.
- iv. Contribuir al proceso de construcción de medidas de fomento de los sistemas de cogeneración, a partir de la evidencia recabada.

Hipótesis de trabajo

La hipótesis que este trabajo utiliza se plasma como una transcripción parcial del problema N° 2 del informe interno brindado por MIEM-DNE:

- Presencia de un bajo nivel de desarrollo de los sistemas de cogeneración, en comparación con el potencial de desarrollo existente.

A su vez, se tomarán como hipótesis adyacentes aquellas que fueron nombradas en el informe como factores explicativos del bajo nivel de desarrollo actual de estos sistemas; a saber:

- i. Para algunas industrias, costos de abastecimiento comparativamente menores del servicio público en relación con las inversiones necesarias para implementar la cogeneración.
- ii. Baja incidencia de la energía en los costos de muchas industrias.
- iii. Industrias carentes de profesionales con visión energética.
- iv. Escaso interés de las ESCOS en industrias de menor porte.

Conviene aclarar que las hipótesis presentadas no fueron elaboradas bajo los estándares tradicionales de formulación de hipótesis (nula vs. alternativa¹⁹). Esto se explica a partir del tipo y alcance de investigación que este trabajo logra, el cual es de corte cualitativo sin representatividad estadística.

La utilidad de las mismas radica, para este trabajo, en servir como guías del proceso de investigación, especialmente durante período de recolección de información empírica (Batthyány y Cabrera, 2011).

Diseño de investigación

Al momento de pensar la forma más factible de analizar la problemática planteada desde la perspectiva de las Ciencias Sociales, se optó por un abordaje cualitativo.

El fundamento principal se encuentra en la necesidad de comprender las “significaciones de los participantes” (*ídem*); es decir, recabar información de la problemática a partir de la perspectiva de los actores involucrados. Esto tendrá por consecuencia la indefinición de un tipo de diseño de investigación «puro», ya que los datos recabados proporcionarán información variada, sirviendo de complemento a los enfoques técnicos, económicos y normativos que abordan los estudios sobre el desarrollo de la presente tecnología.

El trabajo presenta esencialmente un diseño de carácter descriptivo. Como se anunció en los antecedentes, las medidas tendientes a impulsar la cogeneración (y las políticas de EE en general) han sido objeto de exploración y evaluación en el ámbito internacional, pero escasamente

19 Acorde a lo propuesto por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), “hay dos tipos generales de hipótesis. El primer tipo es la hipótesis nula, a menudo escrita como H0. La hipótesis nula establece que no existe una relación entre dos variables y, la mayoría de las veces, contradice una teoría que un investigador puede estar tratando de probar (...) El segundo tipo es la hipótesis alternativa, a menudo escrita como H1, que prueba el poder predictivo o explicativo de una teoría. Es importante notar, sin embargo, que mientras la hipótesis alternativa puede ser más deseable; la hipótesis nula es la que se acepta o se rechaza. Puesto que a menudo es posible que otras variables no consideradas expliquen el rechazo de la hipótesis nula, los científicos solo pueden declarar que la hipótesis alternativa puede ser cierta” (BID, 2017).

indagado a nivel local. A ese aspecto también se le debe sumar el hecho de que los principales aportes están indagados desde una mirada técnica, con foco desde el campo ingenieril.

Por tanto, el cometido de este trabajo no se centrará en explorar cada una de las causas que explican el bajo nivel de desarrollo de la cogeneración, sino en describirlas para comprender más cabalmente la cuestión. Desde esta faceta, la investigación adquiere un tinte descriptivo que encuentra estrecha relación con las técnicas de investigación aplicadas.

A su vez, los resultados alcanzados otorgan indicios explicativos a la problemática planteada, a partir de las inferencias alcanzadas luego de la recopilación de información. Por tal motivo, este informe adquiere (parcialmente) una faceta explicativa.

Técnicas de investigación

Para cumplir con el cometido del trabajo, éste se sirvió de dos técnicas de investigación:

1. *Análisis documental – Revisión bibliográfica*: dado que el abordaje de la cogeneración requiere comprender ciertos aspectos técnicos derivados del campo de la ingeniería, fue necesario crear una base sólida de información mediante previa revisión bibliográfica y análisis documental. Esta técnica permitió comprender algunos de los conceptos básicos que involucran a la tecnología, así como también acceder a un bagaje de experiencias acontecidas en otros países y el estado de situación nacional, permitiendo identificar incentivos y barreras comunes.

El transcurso de aplicación de esta técnica investigación estuvo pautado por cinco momentos de indagación específicos:

- Momento I: indagación sobre el concepto de cogeneración y su funcionamiento.
- Momento II: recolección de información sobre los beneficios que estos sistemas ofrecen.
- Momento III: relevamiento de las barreras y obstáculos existentes para su implementación.
- Momento IV: investigación de experiencias acontecidas en distintos países.
- Momento V: estudio del estado de situación de esta tecnología en el plano nacional.

2. *Entrevistas semi-estructuradas*: una vez alcanzada la saturación de la información, se procedió a la segunda etapa de la recolección de datos: la realización de entrevistas.

Las entrevistas²⁰ buscaban abordar 4 ejes temáticos que eran comunes a todos los entrevistados:

²⁰ Fueron llevadas a cabo personalmente, a excepción de las dos realizadas a las empresas del sector industrial que contaban con sistemas de cogeneración, las cuales se efectuaron vía telefónica. Todas ellas fueron registradas mediante grabación y posterior transcripción.

- *Experiencia profesional, especialización en temas energéticos y conocimiento sobre la política energética vigente:* este primer eje temático buscó indagar sobre los ámbitos de desempeño laboral del entrevistado –desagregándolos por sector privado, público y/o academia– con el fin de ver cuál era la lógica de razonamiento en sus opiniones (intereses, motivaciones, etc.). Además, se procuró conocer el nivel de capacidades de los entrevistados y la valoración/relevancia que se tiene en las empresas respecto a los temas energéticos, así como relevar la opinión entrono a la PE a modo comprender incentivos/beneficios que esta ha creado y/o errores y aspectos no contemplados.
- *Implementación de medidas de eficiencia energética:* se interrogó sobre el grado de penetración en las empresas, las motivaciones que fundamentan su aplicación y sus principales reticencias.
- *Conocimiento sobre el estado de situación de la cogeneración en el país, y obstáculos y/o virtudes para su promoción y desarrollo (tanto desde la experiencia propia o perspectiva país):* este punto fue el eje central del trabajo de pasantía y del cual se desglosaron las principales conclusiones del trabajo. Por un lado, se logró extraer indicios sobre algunas de las barreras comunes que enfrentan los cogeneradores y, por otro, las potencialidades para su desarrollo. Durante la entrevista se presentaron datos sobre el nivel actual de cogeneración y de los posibles niveles a alcanzar en función de los escenarios mencionados en los antecedentes de este informe, con el fin de facilitar –de una manera gráfica y sencilla– la reflexión de los entrevistados.
- *Perspectiva de futuro sobre la cogeneración:* en última instancia, se preguntó sobre la factibilidad del avance de la cogeneración y otras medidas de EE para el sector industrial nacional.

Debido al carácter semiestructurado de las mismas, todos los ejes temáticos fueron abordados en cada entrevista, sin respetar necesariamente el orden presentado y teniendo diferentes matices de profundidad –así como la inclusión de preguntas específicas– según quién fuera el actor de turno. Una vez realizadas todas las entrevistas, se procedió a la sistematización de la información recolectada para realizar su posterior análisis.

Para su realización, fue necesario definir qué actores relevantes debían ser entrevistados. A modo de obtener una mirada integral del problema, se planteó la necesidad de recabar información de los actores involucrados, definiéndose 6 tipos diferentes.

Es preciso destacar que el número de entrevistas realizadas, a pesar de ser avalado por la institución, puede parecer limitado; las razones detrás de ello están explicadas por los recursos de tiempo y traslado disponibles, así como el acceso a informantes calificados en las empresas pertinentes. A su vez, el producto final esperado por el MIEM-DNE pretende ser un aporte para trabajos más exhaustivos, por lo que los resultados y conclusiones alcanzados deben verse como una aproximación al problema planteado.

Por último, la elección de las empresas cogeneradoras entrevistadas se amparó en el siguiente criterio: sabiendo que el universo de las empresas cogeneradoras en el país es bastante reducido, y en el cual la concentración de casi el 85% de la potencia instalada está en manos de dos grandes establecimientos que involucran cantidades de inversión y producción muy significativas acorde a la realidad país (UPM y Montes del Plata), se decantó por escoger a aquellos establecimientos nacionales de menor envergadura. También se desestimó de la población de estudio a la empresa ALUR, por ser de carácter estatal y suscribir a subsidios diferenciales, y a Fanapel por no encontrarse en actividad actualmente.

TIPO DE ACTORES	CANTIDAD DE ENTREVISTAS
Academia (Facultad de Ingeniería-UdelaR)	1 (Instituto de Ingeniería Mecánica y Producción Industrial)
Hacedores de políticas (MIEM-DNE)	2 (1 División Demanda, Acceso y Eficiencia Energética - 1 División Energía Eléctrica)
UTE	1 (División Comercialización Mayorista y Regulación) ²¹
Empresas de Servicios Energéticos (ESCOS)	2
Empresas con potencial cogenerador	1
Empresas cogeneradoras	2

21 La entrevista se realizó de modo conjunto con dos gerentes del área mencionada.

COGENERACIÓN: DEFINICIONES Y CONCEPTOS GENERALES

A modo de brindar una idea inicial que permita esclarecer –de manera simplificada– qué es la cogeneración, se optará por afirmar que se trata de la producción combinada de electricidad y calor. Esta primera acepción es muy vaga en la medida que se dejan de lado muchos aspectos técnicos importantes. A su vez, la misma puede encontrar variaciones en su definición y en los criterios establecidos para su desarrollo acorde al marco normativo que la regule.

Una definición de fácil aprensión, que incorpora aspectos técnicos más específicos, es la utilizada por el Proyecto de Producción de Electricidad a partir de Biomasa (PROBIO)²²: “es la producción simultánea de energía eléctrica y energía térmica. La energía térmica se emplea en procesos productivos en forma de vapor (generado en calderas) o calor directo (a través de hornos típicamente). Ciertas tecnologías permiten este tipo de producción, cuya mayor ventaja radica en el aumento de la eficiencia global del uso de la energía por la generación y consumo de energía en el mismo sitio” (PROBIO, 2013).

Siguiendo la misma línea conceptual que PROBIO, otra forma de entender a la cogeneración es la dada en el informe “Desarrollo de un Estudio de Potencial de Cogeneración en Uruguay” (Berglavaz *et al.*, 2009: 4) en la cual se la define como la “producción secuencial de dos o más formas de energía útil²³ a partir de la misma fuente de combustible (...) Aunque existen varias formas de emplear esta tecnología, la cogeneración se presenta habitualmente en dos formas:

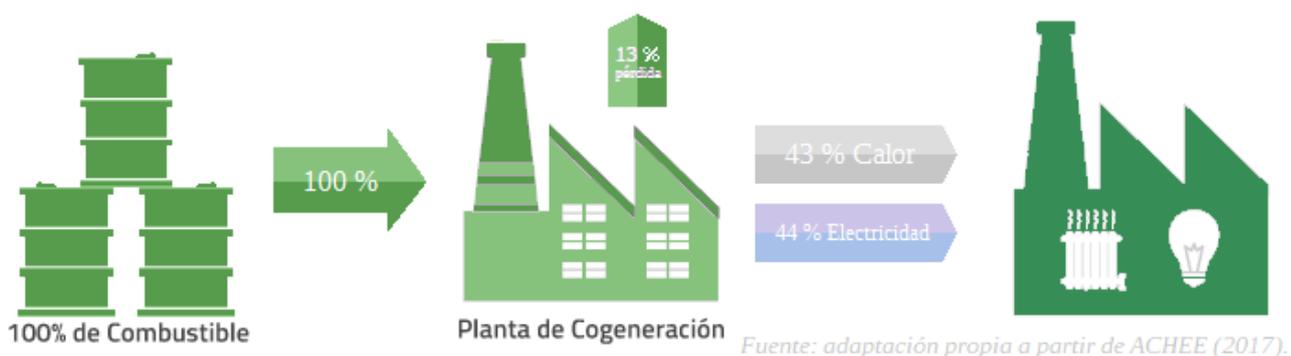
- generación de energía eléctrica en motores de combustión interna o turbinas de gas, empleando los gases calientes de escape en una caldera de recuperación de calor para generar vapor de proceso o agua caliente, y ocasionalmente, el calor proveniente del sistema de refrigeración para generar agua caliente;
- generación de energía eléctrica en un ciclo de vapor mediante turbinas de contrapresión, empleando vapor a la salida de la turbina, como vapor de proceso.”

Por tanto, en la cogeneración “un establecimiento genera energía eléctrica, para consumo propio o comercialización en el mercado, y energía térmica típicamente en forma de vapor, para abastecer la demanda propia de procesos de calentamiento, secado, humectación, etc.” (CEPAL, 2017: 65), teniendo como uno de los principales beneficios la utilización más eficiente de los combustibles empleados en el proceso productivo y de generación de energía.

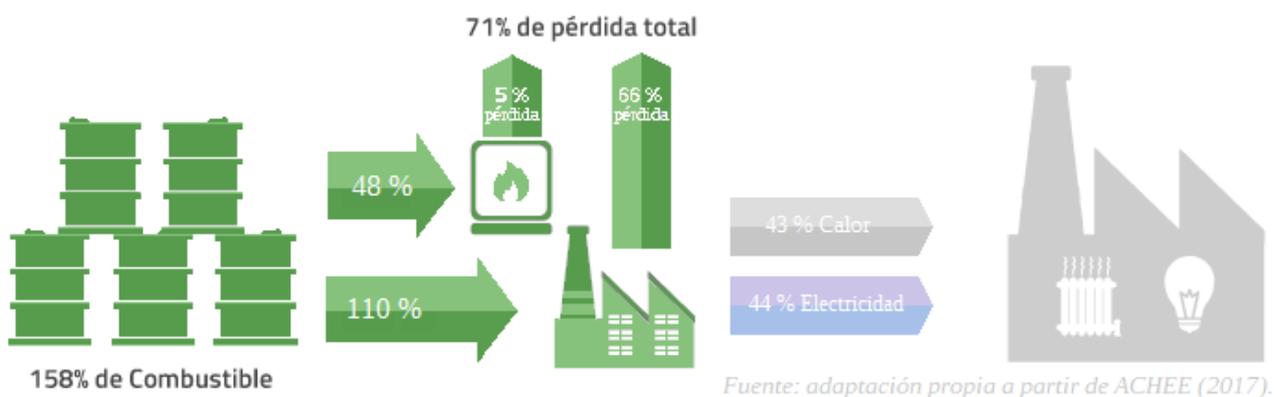
22 PROBIO fue una iniciativa del gobierno nacional (con funcionamiento interministerial) y financiada a través de fondos del PNUD durante el período 2011-2014, que tenía por cometido desarrollar herramientas e insumos de “acceso a la información, de incentivos para el desarrollo de capacidades locales, diseño y propuesta de instrumentos de política energética, ambiental y de aprovechamiento de recursos naturales necesarios para promover la utilización energética sustentable de los subproductos de biomasa provenientes de la actividad forestal y otras cadenas.” Por más información: <http://www.probio.dne.gub.uy/cms/index.php/institucional>.

23 La energía útil es la que efectivamente se aprovecha para el proceso o trabajo (Bertoni *et al.*, 2010).

Cogeneración: Planta de generación combinada de Electricidad y Calor



Producción separada: Planta convencional de Electricidad y Caldera



Ahora bien, en plano regulatorio de nuestro país, la cogeneración encuentra una definición explícita en el año 2009 mediante el Decreto N° 354/009: la misma comprenderá la “generación simultánea de energía eléctrica (o mecánica) y energía térmica útil destinada a algún proceso, o la misma fuente de energía. A los efectos de este decreto, se considerarán como sistemas de cogeneración a aquellos que puedan ser clasificados como de Uso Eficiente de la Energía (UEE)” (MIEM-DNE, 2009). Posteriormente, el Decreto N° 277/015 del 13 de octubre de 2015, en su artículo quinto, declara que se entenderá por cogeneración a “la generación simultánea de energía eléctrica (o mecánica) y energía térmica útil utilizando la misma fuente de energía, siempre que:

- i. la energía térmica útil generada se destine a algún proceso productivo cuya finalidad no sea la generación de energía eléctrica o mecánica, y
- ii. puedan ser calificados como de uso eficiente de la energía.”

Como se aprecia, la definición normativa de la cogeneración no se distancia mucho de las concepciones teóricas detalladas anteriormente. Sin embargo, las dos salvedades otorgadas por el decreto en cuestión limitan la aplicación del concepto, teniendo su consecuente impacto al momento de elaborar planes de acción o medidas específicas para su desarrollo.

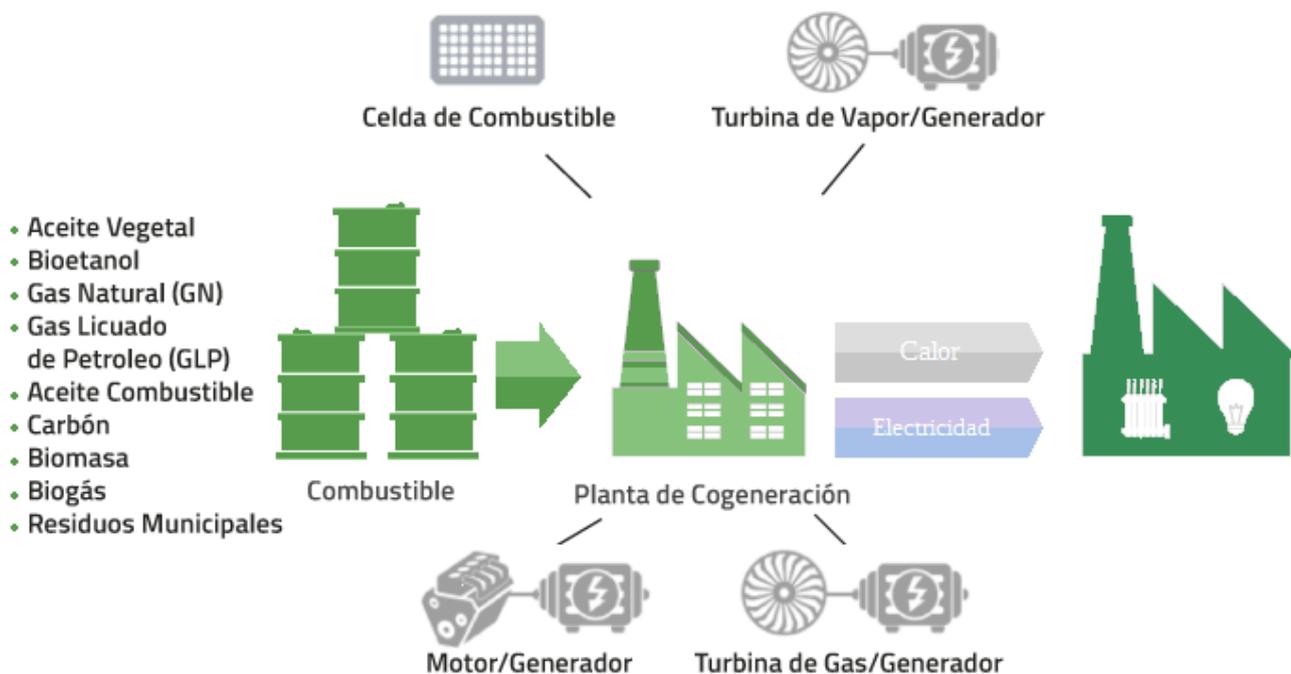
La primera salvedad excluye a aquellos cogeneradores que tienen como objetivo final la obtención de beneficios económicos únicamente a partir del negocio de la generación de energía.

La segunda salvedad establece como regla obtener similares o mejores resultados económicos con menor o igual consumo energético, o generando externalidades positivas sobre el ambiente. Tal como se menciona en el decreto, se entiende por uso eficiente de la energía “a todos los cambios que resulten en una disminución económicamente conveniente de la cantidad de energía necesaria para producir una unidad de producto o para satisfacer los requerimientos energéticos de los servicios que requieren las personas, asegurando un igual o superior nivel de calidad y una disminución de los impactos ambientales negativos cuyo alcance abarca la generación, transmisión, distribución y consumo de energía” (MIEM-DNE, 2015).

De esta manera, la reciente regulación busca restringir el concepto teórico de la cogeneración introduciendo salvedades que serían coherentes con los lineamientos propuestos con la PE y, fundamentalmente, con el Plan de Eficiencia Energética 2015-2024 impulsado por el MIEM-DNE. Estas excepciones, a priori, condicionan el campo de acción de las políticas públicas reduciendo sus potenciales destinatarios, pero también puede generar un viraje hacia prácticas de generación de energía más sustentables y competitivas del sector, obteniendo nuevos adeptos en concordancia con estos lineamientos; aquí los incentivos y beneficios juegan un rol clave en su captación.

Ahora bien, es momento de cuestionarse y preguntar por qué las políticas públicas de energía – especialmente a través de los planes o programas de EE– deben promover el desarrollo de este tipo de tecnología, y cuáles reticencias deben ser contempladas en su proceso de construcción; es por ello que en el siguiente apartado se brindará un panorama de los principales beneficios derivados de su implementación, así como también una enumeración de los obstáculos que puede enfrentar esta tecnología para su desarrollo.

Tipo de combustible, tecnología y proceso de conversión de energía para cogeneración



Fuente: adaptación propia a partir de ACHEE (2017).

BENEFICIOS Y BARRERAS DE LA COGENERACIÓN

Beneficios e incentivos para cogenerar

➤ *beneficios e incentivos derivados de sus propiedades técnicas:*

La literatura especializada en la temática es bastante optimista al mencionar los beneficios que la cogeneración incorpora, resaltando sus externalidades tanto en el plano de lo económico como de lo ambiental. A continuación, se enumerarán algunas de las virtudes destacadas en la bibliografía indagada.

Tal como plantea la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM, 2010), la cogeneración es una tecnología madura, que ha experimentado mejoras notorias en las últimas décadas, tanto en el plano de su rentabilidad como en el de la protección ambiental. Sus aportes pueden observarse en tres dimensiones:

- a) *Impacto sobre el Cambio Climático:* la utilización de este tipo de tecnologías genera un ahorro de energía primaria y, como consecuencia directa, una disminución de la dependencia de combustibles fósiles; ello se traduce en menos emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero. En esta línea, los procesos de cogeneración pueden utilizar como combustibles al gas natural (combustible menos nocivo en su impacto medioambiental) o los residuos de biomasa propios del territorio.
- b) *Mejora de la competitividad:* las propiedades intrínsecas de esta tecnología generan ahorros al sistema en el cual se inserta, ya que evita costos de producción y de acceso, mejora la intensidad energética²⁴ y su rendimiento eléctrico²⁵, con un ahorro alrededor de un 10% por lo menos y, en los casos que el proceso demande calor, la eficiencia aún puede ser mayor (IEA, 2009). Esto se puede llegar a plasmar –en caso que la normativa lo permita– en costos menores al precio medio de venta, convirtiéndola más competitiva como negocio en sí, fundamentalmente por no pagar costos de red, oficiando de incentivo para su implementación.
- c) *Seguridad en el suministro de energía:* esta última dimensión destaca el hecho de que la potencia instalada en cogeneración puede ser gestionada por el operador del sistema en caso de ser necesario, dotando de certidumbre el abastecimiento de energía.

Otro de los aspectos que merece mención son los beneficios derivados de la cogeneración como una forma de generación de energía distribuida. La generación distribuida (de ahora en más: GD) es entendida como la generación que se conecta directamente a la red de distribución eléctrica, diferenciándose así del tipo de generación central convencional (de ahora en más: GC).

24 Intensidad energética se define como la “cantidad de energía consumida por actividad o producción entregada por sub-sector y uso final. Generalmente la intensidad energética es calculada como la energía consumida dividida por un indicador económico (por ejemplo: producto interior bruto [PBI] o valor añadido por sector)” (IEA, 2015: 17).

25 El rendimiento eléctrico se determina a partir del cociente entre la energía generada sobre la energía aportada por el combustible.

Tal como señala el Casaravilla *et al.* (Grupo de Generación Distribuida: 2006: 1), mientras que la GC está asociada a grandes redes de transmisión que llevan la energía producida hasta los centros de consumo, la GD está instalada en el mismo lugar donde se produce la demanda. Esta forma de generación reduce la utilización de las redes de transporte de energía y las pérdidas globales del sistema por kWh consumido efectivamente, siendo éstas sus ventajas competitivas fundamentales.

La GD aplicada a Uruguay cobra relevancia para el sector eléctrico en la medida que –y a pesar de la diversificación de las fuentes de generación acontecida en la última década– presentamos un parque generador que no ha incorporado los avances tecnológicos sustanciales, debido a la predominancia de la GC de las centrales hidroeléctricas, lo cual hace incurrir al sistema en grandes pérdidas de eficiencia en su funcionamiento. Acorde a los datos ofrecidos por Vignolo (2013), las pérdidas del sector eléctrico asociadas a la transmisión rondan el 3%, dato que se asemeja al promedio mundial. Sin embargo, las pérdidas asociadas a distribución son cercanas al 16%, siendo un 7% de carácter no técnico^{26, 27}.

Más allá de los beneficios compartidos que pueden tener en común la GD y la cogeneración, es conveniente aclarar que la primera no es sinónimo de la segunda, por lo que no todos los beneficios que puede traer aparejados la GD pueden aplicarse para la cogeneración. Simplificando un poco la idea: no toda GD es cogeneración, pero sí que toda forma de cogeneración es un tipo de GD; “una parte de la GD está constituida por lo que se denomina cogeneración. Una planta cogeneradora es una planta industrial que como subproducto de su proceso produce vapor u otros tipos de energía que pueden ser convertidas en electricidad. (...) La cogeneración mejora la eficiencia global del proceso y brinda una fuente adicional de energía eléctrica al sistema” (Grupo de Generación Distribuida, 2006: 3).

Salvadas las diferencias, tanto la GD como la cogeneración son actualmente tecnologías maduras, disponibles, fácilmente aplicables a rangos de potencia instalada entre los 100 kW a los 150 MW (lo cual hace viable instalar generadores en establecimientos pequeños como en grandes recintos industriales), y que puede instalarse próxima a la carga, disminuyendo los costos de transporte (*ídem*). Tal condición haría viable la consolidación de proyectos de microgeneración, especialmente en los sectores terciarios de actividad económica, o en pequeñas instalaciones industriales; no obstante, su penetración está condicionada por las necesidades técnicas de los procesos de trabajo que el establecimiento requiera, por lo que el sector industrial suele ser generalmente el más indicado para su desarrollo.

26 Pérdidas no técnicas refieren a aquellas conexiones irregulares no declaradas por parte de los usuarios finales que hacen un uso de la red eléctrica por fuera de las obligaciones establecidas por UTE.

27 Acorde al ejemplo presentado por Vignolo (2013), las pérdidas no técnicas equivaldrían a la generación de energía eléctrica brindada por 4 parques eólicos de 50 MW de potencia instalada.

➤ *beneficios e incentivos derivados de los marcos regulatorios y mercados en los que la cogeneración se inserta:*

Focalizando el análisis dentro del plano de lo normativo, la desregulación de los mercados de energía con mayor competencia en la generación de energía brinda nuevas posibilidades para invertir en el negocio de la cogeneración, lo cual se acompasa por el creciente interés de las instituciones financieras en dar fondos para proyectos de esta índole, ya que otorgan beneficios atractivos; los ejemplos más específicos de tal situación se manifiestan a través de las reestructuras del sector energético (en especial el sector eléctrico) y de la aparición de nuevos oferentes privados de energía.

A su vez, los nuevos generadores privados que empiezan a competir libremente en este mercado de la energía eléctrica, encuentran incentivos para su desarrollo a través de los subsidios o las tarifas elevadas pagadas para las tecnologías limpias (a través del fomento de las «energías verdes» generalmente), creando condiciones favorables para su desarrollo. También son destacables aquí los fondos internacionales de cooperación internacional o de organismos internacionales que ofician de promotores para este tipo de iniciativas.

Ante esta perspectiva, resulta sencillo considerar que la cogeneración es una opción «deseable» de impulsar desde los organismos rectores en materia energética ya que, como vimos, introduce mejoras en los procesos de generación de energía y los adelantos tecnológicos acontecidos hacen plausible su utilización ante distintas circunstancias sectoriales. Esto también se ve reforzado por los estímulos provenientes de la regulación imperante, donde se visualiza una apertura y desregulación de los mercados eléctricos, expandiendo el campo de la generación hacia oferentes privados que pueden encontrar incentivos provenientes de los fondos destinados al impulso de las energías sustentables.

No obstante, cada oportunidad de cogeneración debe ser estudiada con la especificidad que el proyecto requiere, ya que de esa especificidad vendrán aparejados sus beneficios; tal como se la ilustra en los manuales abocados a la temática, cada proyecto es un «traje a medida». En efecto, la realidad nos demuestra que, a pesar de sus virtudes, hay obstáculos que limitan su progreso; en la siguiente sección se procurará plasmar una reseña de las barreras que dificultan e impiden su progreso.

BENEFICIOS E INCENTIVOS PARA LA COGENERACIÓN

<i>Derivadas de sus propiedades técnicas</i>	<i>Derivadas del mercado y su marco regulatorio</i>
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Impacto sobre el Cambio Climático; ➤ Mejora de la competitividad; ➤ Seguridad y certidumbre en el suministro de energía; ➤ Beneficios asociados a su calidad de Generación Distribuida: <ul style="list-style-type: none"> ➔ cambio en el esquema de generación de energía: de una centralizada a una distribuida; ➔ optimización del uso de las redes de distribución de energía y reducción de la pérdidas técnicas; ➔ tecnología madura que encuentra aplicación en diferentes sectores de actividad y abarca un rango amplio de potencias, permitiendo su aplicación en establecimientos tanto grandes como pequeños; ➔ utilización de una amplia gama de combustibles. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Desregulación de los mercados y libertad en la generación de energía; ➤ Creciente interés de las instituciones financieras para otorgar créditos a estos emprendimientos; ➤ Subsidios, tratos preferenciales o tarifas elevadas para quien utilice «energías verdes»; ➤ Fondos de promoción y desarrollo de la cooperación internacional u organismos internacionales.

Fuentes: elaboración propia a partir de FENERCOM (2010), Grupo de Generación Distribuida (2006) e IEA (2008 y 2009).

Barreras

Como se ilustró anteriormente, la cogeneración es una medida deseable de implementar por los resultados directos y derrames positivos que genera sobre el entorno que se aplica. Empero, los niveles de penetración dentro de algunas de las estructuras de generación de energía y de los procesos productivos (así como su presencia dentro de los programas energéticos nacionales o de EE) nos confirman la existencia de trabas o condicionantes que impiden su enraizamiento.

Parte de la hipótesis presentada por este trabajo afirma que hay un bajo nivel de cogeneración, pero ¿cuáles son los motivos que lo explican? Los obstáculos que ha encontrado para su desarrollo en las diversas experiencias internacionales estudiadas son muy variados e involucran una multiplicidad de elementos. A modo de sistematizar las distintas trabas encontradas, utilizaremos la siguiente categorización propuesta por la *International Energy Agency* (2009)²⁸:

²⁸ Corresponde aclarar que, como toda categorización, sirve de herramienta para simplificar el análisis de las barreras halladas, por lo que lo que una categoría puede resultar demasiado abarcativa para la denominación dada o, caso contrario, puede exceder a la referencia utilizada.

➤ *barreras económicas y de mercado:*

- *Factor coyuntural:* la situación económica del país o de un sector específico condiciona la posibilidad de su desarrollo, ya que está atada a los vaivenes que sufran los mismos: “la cogeneración es una tecnología en que la unidad consumidora está afectada por el sector en que se encuentra (...) y por lo tanto se encontrará con los problemas propios de su sector económico” (FENERCOM, 2010: 237). Asimismo, la situación económica e institucional del país puede restringir el acceso a financiamiento, factor significativo para poder cubrir los importantes costos de inversión.
- *Coste de inversión:* la viabilidad de los sistemas de cogeneración pueden estar sujetos a los montos necesarios para su realización. Recordemos que la inversión requerida para efectuar un proyecto de esta magnitud es importante, por lo que su implementación debe tener en cuenta la relación costo/beneficio y el acceso a financiamiento.
- *Precio y disponibilidad del combustible:* a pesar de los elevados costos de inversión que requieren estos proyectos, el precio del combustible y su disponibilidad son variables claves para dar el visto bueno (o no) a proyectos de esta índole. Mientras que la inversión representa un costo que oscila entre el 5% al 15% del proyecto, el combustible ocupa aproximadamente el 80% a lo largo de su vida útil.
- *Tarifa de la electricidad cogenerada y entregada a la red:* informes anteriores constataron que los valores pueden resultar ser no atractivos para los inversores, desincentivando la acciones en pos de su desarrollo.
- *Relación entre los precios de los combustibles y el precio de la electricidad:* la ecuación puede resultar desfavorable para el cogenerador debido a los costos incurridos por concepto de combustible, transporte y disponibilidad de nodos de conexión a la red eléctrica.
- *Compensaciones bajas por desarrollo de proyectos eficientes:* las compensaciones otorgadas por los organismos competentes en materia energética a las formas de producción de energía más limpia y eficiente, no resultan una motivación para atraer nuevos cogeneradores.

➤ *barreras asociadas a la reglamentación vigente:*

- *Requerimientos burocráticos:* los procedimientos de interconexión eléctrica, su autorización y homologación pueden requerir de plazos extensos, inconsistentes y poco transparentes. A la hora de presentar una propuesta, las entidades reguladoras pueden exigir una cantidad considerable de formalidades que desestimulan su concreción.
- *Posibilidad de volcar la energía a la red:* en algunas legislaciones, está prohibido volcar los excedentes de energía a la red de forma deliberada. Esto limita la realización de proyectos de cogeneración ya que, en caso de llevar a cabo el proyecto, se requiere una planificación exhaustiva donde se calculen los excedentes de energía de manera precisa a modo de no incurrir en falta.
- *Falta de regulación de los procedimientos de interconexión a la red eléctrica:* “las plantas de cogeneración pertenecen a un tipo de negocio muy dependiente de las normativas (...) La operación de una planta se modificará para ajustarse a los condicionantes marcados por las leyes” (FENERCOM, 2010: 135).

- *Límite de potencia para la generación distribuida*: como vimos en el apartado de beneficios e incentivos, la cogeneración es una forma de GD, por lo que esta limitación de potencia también aplicaría a la tecnología en cuestión (para el caso uruguayo, el límite estaba en los 5 MW, pero esto ha sido modificado para los distintos procedimientos competitivos de compra-venta de energía promulgados por el Poder Ejecutivo). Las sugerencias más comunes ante esta limitación enuncian la eliminación de los límites e incluir a la cogeneración bajo un régimen especial.

➤ *cuestiones asociadas al alcance de las políticas y su difusión*:

- *Marcos normativos indefinidos y superfluos*: se menciona como barrera a su desarrollo la falta de decisión política para apoyar regulaciones y marcos legales para una temática sin atender. Bajo tales circunstancias, se consideran necesarios la elaboración de marcos regulatorios en la órbita de lo jurídico tanto como de lo económico.
- *Falta de incentivos*: que sirvan de inductores a este tipo de prácticas más eficientes.
- *Desconocimiento o escasa difusión respecto a sus beneficios*: en este sentido, las políticas públicas orientadas al sector energético, y en especial las de EE, han hecho caso omiso a las virtudes que la misma ofrece, estableciendo directrices vagas en pos de su difusión; la falta de conocimiento sobre las virtudes de la cogeneración puede ser una barrera clave para su avance.
- *Difusión estadística*: escasa publicación de estadísticas sobre los aportes que realiza esta tecnología al sistema.

➤ *barreras técnicas*:

Por último, y a modo de ampliar esta categorización, se considera relevante incorporar una cuarta categoría utilizada por el IEA (2009) referida meramente a las barreras determinadas por aspectos técnicos de la cogeneración:

- *Requisitos técnicos de*: temperatura, volumen y cantidad de energía térmica a suministrar.
- *Limitante sectorial de inserción*: la cogeneración puede instalarse de manera idónea en el sector industrial, pero no así en el sector residencial ni en el de servicios y comercio. Empero, los avances acontecidos en su área han posibilitado su incursión a menor escala, fundamentalmente mediante la microcogeneración²⁹ y la cogeneración de distrito³⁰.
- *Dificultades de interconexión*: a la red eléctrica por problemas técnicos de conexión.
- *No existen soluciones homogéneas*: cada proyecto de planta cogeneradora representa un caso único y debe ser contemplado a la luz de su especificidad.

29 Microcogeneración: "se refiere a equipos de pequeña potencia, de menos de 50 kW, que pueden ser instalados, con facilidad y una inversión reducida, en edificios industriales, del sector terciario y residencial, en edificios públicos, etc." (FENERCOM, 2012: 7). Es pertinente señalar que la limitación de potencia puede alterar la definición de microcogeneración, por lo que es sensato encontrar variaciones acorde a los marcos regulatorios de cada país.

30 Cogeneración aplicada al sector residencial.

BARRERAS A LA COGENERACIÓN			
<i>Barreras económicas y de mercado</i>	<i>Barreras asociadas a la reglamentación vigente</i>	<i>Barreras asociadas al alcance de las políticas y su difusión</i>	<i>Barreras meramente técnicas</i>
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Coyuntura. ➤ Coste de inversión. ➤ Precio y disponibilidad del combustible. ➤ Tarifa de la electricidad cogenerada y entregada a la red. ➤ Relación precio combustible/precio electricidad. ➤ Compensaciones bajas concepto de eficiencia. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Requerimientos burocráticos. ➤ No posibilidad de volcar la energía a la red. ➤ Falta de regulación de los procedimientos de interconexión a la red eléctrica. ➤ Límite de potencia a la Generación Distribuida. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Marcos normativos indefinidos y superfluos. ➤ Escasez de incentivos. ➤ Desconocimiento o escasa difusión respecto a sus beneficios. ➤ No difusión estadística de sus aportes. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Requisitos técnicos de: ➤ temperatura; ➤ volumen; ➤ cantidad de energía térmica demandada por el proceso productivo. ➤ Sector de actividad económica de inserción. ➤ Dificultad de interconexión a la red eléctrica por problemas técnicos de conexión. ➤ No existencia de soluciones homogéneas.

Fuentes: FENERCOM (2010) e IEA (2008 y 2009).

➤ *¿cómo superar las barreras?*

A pesar de que la adhesión a este tipo de sistemas puede encontrar barreras comunes, se quiere dejar en claro que cada posible proyecto de cogeneración está condicionado por la especificidad del entorno en el cual se inserta. A pesar de ello, la FENERCOM (2010) ha propuesto una serie de estrategias que pueden ayudar a sortear las barreras anteriormente descritas.

En primer lugar, es deseable definir y alcanzar objetivos de planificación. Así como se establecen metas para alcanzar determinados niveles de penetración de energías renovables no convencionales en algunas políticas energéticas, también se podrían fijar metas de potencia instalada en cogeneración para un determinado período, así como su fomento dentro de un determinado sector de actividad económica.

En segundo lugar, se debería minimizar la incertidumbre regulatoria. La estabilidad y seguridad de los incentivos económicos (preferentemente los asociados a tarifas y primas) obran a favor de la certidumbre regulatoria, fomentando la inversión y minimizando los costes de financiamiento. No obstante, en la medida que se vayan introduciendo modificaciones al marco regulatorio, la transición debe realizarse de manera cautelosa, a modo de poder acompañar los regímenes y las expectativas de los actores participantes, producto del desacople entre la normativa vigente y la normativa anterior.

En perjuicio de ello, es necesario mantener ciertos lineamientos e incentivos estables a lo largo de la vida del proyecto que sirvan de garantía a los actuales y potenciales cogeneradores; los posibles lineamientos a contemplar pueden ser los siguientes:

- actualización anual de los incentivos; y,
- revisiones periódicas de los incentivos;

Como tercer punto, es necesario facilitar la operación del sistema. Recordemos que, al igual que muchas de las fuentes renovables de energía, los aportes de potencia varían dependiendo de la disponibilidad de los recursos. Ante esta situación, la literatura remarca que la necesidad de flexibilizar y liberalizar los mercados energéticos, eliminando las barreras de corte burocrático existentes. En este caso, las estrategias propuestas son específicamente tres:

- prioridad en el acceso a la red;
- prioridad en la conexión a la red; y,
- prioridad en el despacho de energía.

En cuarto orden, se aconseja incentivar la integración voluntaria en el mercado. En estrecha relación con el punto anterior, se considera como deseable la posibilidad de escoger la manera de vender la energía cogenerada: o bien mediante la fijación de una tarifa regulada (es la opción utilizada en la mayoría de los contratos de compra-venta –a mediano y/o largo plazo– firmados entre cogeneradores y UTE en Uruguay), o a través de la implementación de mecanismos tarifarios (o de primas) redistributivos al estilo *cap and floor*³¹ para su venta en mercado de corto plazo (denominado en nuestro país como “Mercado Spot”).

En este contexto descripto, las metas perseguidas –así como su consecuentes estratagemas– para la superación de los obstáculos, plantean una flexibilización de los mercados energéticos, lo cual traería consigo mejoras en las condiciones de inserción de los nuevos generadores con nuevas tecnologías, tal como lo es la cogeneración; en palabras de Unsión Rodríguez (*ibídem*: 238), “el salvaguardar estas prioridades, así como garantizar el libre acceso de terceros a las redes, son puntos fundamentales para el desarrollo de este tipo de tecnologías. Deben ser aspectos prioritarios para los organismos que resuelven las discrepancias que pueden surgir al respecto entre generadores y los gestores de red. Por otra parte, es necesario simplificar y facilitar el proceso necesario para que los nuevos inversores puedan llevar a cabo los proyectos de estas instalaciones.”

Ahora bien, estas posturas de apertura y desregulación del sector energético se vinculan con aspectos que trascienden el mero desarrollo de una tecnología, sino que involucra cuestiones más integrales a partir de construcciones ideológicas y, consecuentemente, requieren un debate en

31 “La prima asociada para las instalaciones que eligen la opción de mercado es una prima variable, reduciendo la prima en los casos que el mercado se encuentre a unos precios muy elevados (*cap*), pero garantizando a la instalación al límite inferior o suelo (*floor*). Ello redundaría en una mayor seguridad en la redistribución de la instalación que ha elegido como opción de venta en mercado, incentivando la integración del régimen especial [de cogeneración] en el mismo” (FENERCOM, 2010: 235-236).

mayor profundidad antes de tomar tales decisiones. Un ejemplo pertinente para este caso se daría alrededor del debate teórico de los modelos de reestructura de mercado eléctrico y los modelos de propiedad planteados por Hunt y Shuttleworth (1996), mencionados en la fundamentación y antecedentes de este trabajo.

El análisis de barreras realizado por este trabajo ha arrojado una multiplicidad de obstáculos para el desarrollo de esta tecnología. Mientras que unas apuntan a lo meramente técnico, otras se vinculan y entrelazan entre sí, haciendo más complejo su abordaje al momento de planificar y plasmar las medidas de política pública. A continuación, se presentarán algunos casos particulares de experiencias internacionales en cogeneración, a modo de poder vislumbrar cuáles han sido los procesos y desafíos que los mismos han atravesado, así como los resultados alcanzados por los mismos.

LA COGENERACIÓN EN EL MUNDO

Si bien desde el punto de vista teórico los procesos de cogeneración presentan una definición consensuada, las adaptaciones realizadas al interior de cada país hacen inviable un análisis comparado sin tomar en cuenta las especificidades propias, ya que allí entran en juego una amplia diversidad de variables que impiden valorar objetivamente su nivel de desarrollo: desde las definiciones enunciadas en los marcos normativos de los países, hasta las metodologías utilizadas para la recolección de datos (incluso puede sumarse el hecho de la inexistencia de datos o normativa propia respecto a esta tecnología); o desde el tipo de actividad económica predominante, hasta los recursos energéticos con los que el país o región cuenta, así como su condición geográfica y climática.

A pesar de estas disparidades, ver el estado de situación en el que se encuentra, así como sus perspectivas y posibilidades a futuro, otorgará insumos para un posterior análisis de potencialidades y barreras para su desarrollo, siempre teniendo presente –como se dijo recientemente– las especificidades propias de las regiones y países que veremos a continuación.

Contexto global

Centrándonos en los niveles de penetración que ha tenido la cogeneración en las distintas economías del planeta, su participación en la estructura de producción de energía ha ido ganado terreno con el paso de los años, especialmente en las dos últimas décadas. Los datos empíricos destacan que, para el año 2008, la capacidad instalada de cogeneración en el planeta rondaba los 330 GW, representando el 9% de la producción de electricidad a nivel mundial (IEA, 2008). Las razones que explican tal fenómeno son diversas y dependen del lugar en que se insertan, pero es posible mencionar brevemente algunos de los factores desencadenantes de su avance.

En reiteradas ocasiones, la literatura especializada destacó las bondades de los sistemas en cuanto al grado de madurez tecnológico alcanzado y al modo eficiente en que operan respecto a otros tipos de generación; esto ha redundado en un aumento de la competitividad de los diversos sectores de actividad económica de algunos países, especialmente el de aquellas empresas del rubro industrial, por lo que se ha convertido en una tecnología deseable de ser aplicada.

A su vez, la agenda política internacional ha puesto en el tapete la necesidad de enfrentar de manera activa las manifestaciones del cambio climático mediante políticas públicas focalizadas, entre la que se encuentran las que apuntan al sector energético. Es en este marco que los diversos organismos internacionales especializados en la temática (ejemplo de ello son la *International Energy Agency* –IEA–, Organización Latinoamericana de Energía –OLADE–, etc.), los bloques regionales (Unión Europea) y los gobiernos de diversos países han logrado establecer metas referidas a la promoción y utilización de recursos energéticos renovables no convencionales, así

como su uso racional y eficiente; el punto culmine de estos procesos muchas veces se ha materializado a través de la adopción de medidas de EE y posteriores institucionalizaciones, donde estarían enmarcadas las medidas de cogeneración. Conviene contextualizar que muchas de estas medidas implementadas son resultado directo de los acuerdos internacionales logrados en materia de preservación del Medio Ambiente, y de adaptación y mitigación al Cambio Climático (el caso más emblemático es el Protocolo de Kioto³² con su «Mecanismo para un Desarrollo Limpio»³³ y, más recientemente, el Acuerdo de París aprobado por la 21ª Conferencia de las Partes (COP21)³⁴.

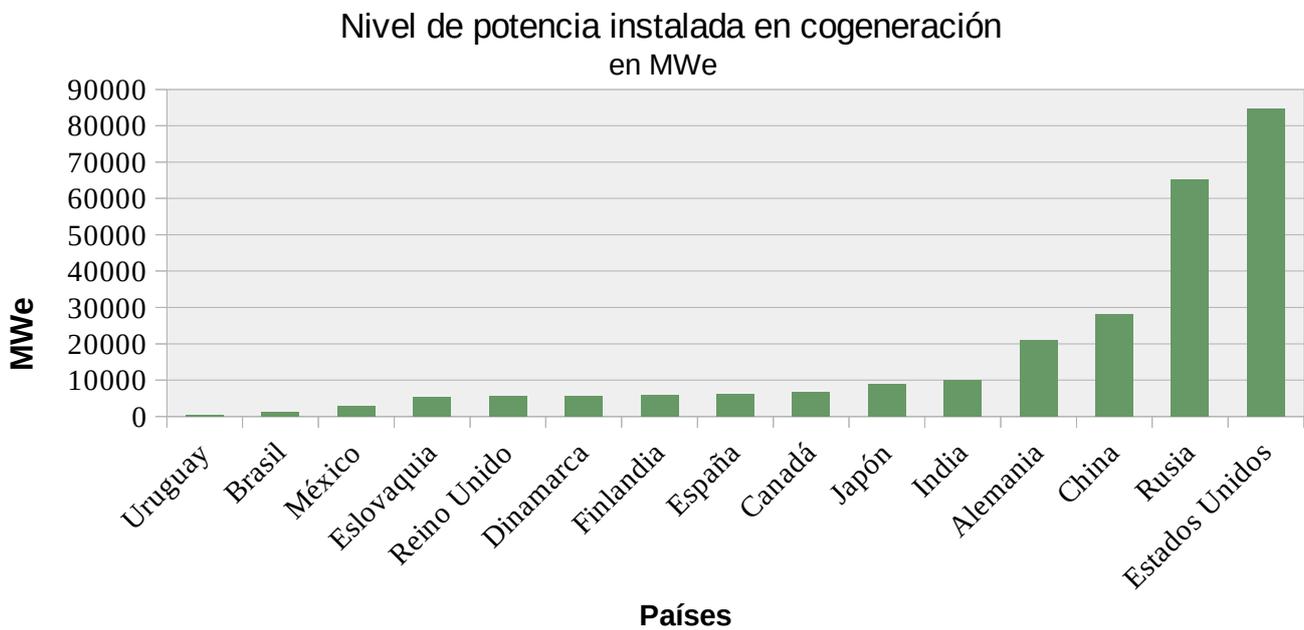
En el marco de esta tendencia global es que la cogeneración ha cobrado relevancia, desencadenando acciones que van desde la adopción de compromisos futuros conjuntos hasta la elaboración de lineamientos específicos para dicha tecnología. Un ejemplo de ello es la declaración realizada por el Grupo de los 8³⁵ en julio de 2007, en donde los distintos mandatarios suscribieron la necesidad de adoptar instrumentos y medidas para incrementar los niveles de cogeneración. En consecuencia, resolvieron realizar un análisis minucioso que contemple diversas dimensiones (económica, ambiental, institucional, etc.) para generar herramientas e información que ayuden a entender el potencial de la cogeneración, y así identificar las posibles políticas adecuadas para cada circunstancia nacional (IEA, 2009).

32 Protocolo firmado por las partes integrantes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) en 1997 (entrando en vigencia en el año 2005) donde se comprometían los países industrializados a la reducción de un 5% de algunos de los gases de efecto invernadero.

33 Específicamente el «Mecanismo para un Desarrollo Limpio» (MDL) es un acuerdo alcanzado en el marco del Protocolo de Kioto, en el que se permite a los gobiernos de los países industrializados (explicitados en el Anexo I del documento resultante) y a las empresas realizar acuerdos para cumplir con las metas de reducción de gases de efecto invernadero mediante inversión en proyectos de reducción de emisiones de carbono en países en vía de desarrollo –durante el período 2008-2012–, siendo esto una alternativa para adquirir las denominadas “reducciones certificadas de emisiones” a menores costos que en sus mercados.

34 El Acuerdo de París en el marco de la COP21 puede considerarse un hito debido a que es el único acuerdo vinculante para la partes suscriptoras. El mismo entrará en vigor en los 30 días posteriores luego de que sea ratificado por al menos 55 Partes de la Convención, entre las cuales deben representar al menos un 55% del total de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero (Honty, 2016; en: Bizzozero y Fernández, 2016). No obstante, las perspectivas de este acuerdo no son muy optimistas ya que el gobierno de Trump no ratificó los lineamientos propuestos en la convención.

35 El Grupo de los 8 (G8) constituye el grupo de países con economías más industrializadas, y está conformado por los siguientes países: Alemania, Canadá, Estados Unidos, Francia, Italia, Japón, Reino Unido y Rusia, estando este último temporalmente excluido.



Fuente: elaboración propia a partir de CEPAL (2017) e IEA (2008 y 2009).

La experiencia europea

➤ *unión europea:*

Antes de dar paso a la información desagregada por países en el continente europeo, es conveniente mostrar de breve manera las manifestaciones y acciones que han tenido lugar dentro del principal bloque regional del continente.

Según los datos provenientes de la *European Association for the Promotion of Cogeneration*, el 11,7% de la energía eléctrica generada proviene de fuentes de cogeneración (COGEN Europe, 2017). Si bien es un porcentaje no predominante dentro de la estructura de generación de energía eléctrica, este ha venido evolucionando satisfactoriamente producto de la fijación de metas y el establecimiento de programas para su desarrollo, cobrando un fuerte impulso en la primer década del siglo XXI. Se calcula que el potencial a desarrollar dentro de la Comunidad Europea ronda los 150 GW (FENERCOM, 2010).

El avance de esta tecnología estuvo acompañado por un creciente desarrollo institucional y normativo. En el Libro Verde “Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético” presentado por la Comisión Europea –CE– (2000), se proponía a la cogeneración como una alternativa deseable para otorgar seguridad al abastecimiento del suministro eléctrico; en dicho libro se esbozaba lo siguiente: “la Directiva sobre el mercado interior de la electricidad ofrece a los Estados miembros la facultad de dar prioridad a las energías autóctonas, como son las renovables y los residuos para la producción de calor y la cogeneración” (*ibidem*: 77). Posteriormente, en el año 2002, la misma comisión ratifica su postura agregando que, además de ser una opción para fortalecer la seguridad del abastecimiento de energía, también permite luchar contra el Cambio Climático.

Un dato relevante que hace mención al grado de avance de la Unión Europea (de ahora en más: UE) en esta materia es la elaboración –por parte de la Directiva de Cogeneración en el año 2004– de una definición y una metodología para abordarla, para así poder reconocer su estado de situación, contemplar las problemáticas, establecer metas comunes y medir el grado de avance bajo un mismo lente. Dicha directiva –la 2004/8/CE– dio paso a que la CE fijara valores de referencia de eficiencia –contemplando la categoría de «cogeneración de alta eficiencia»– para la producción por separado de electricidad y de calor (los cuales fueron modificados por una Decisión de Ejecución³⁶ de la CE, en el año 2011, con la finalidad de dar cuenta a la evolución tecnológica y los cambios acontecidos en la distribución de las fuentes de energía). La directiva entendía por “cogeneración de alta eficiencia [a la] que permite ahorrar energía mediante la producción combinada, en lugar de separada, de calor y electricidad. Se considera que hay «cogeneración de alta eficiencia» cuando el ahorro energético es superior al 10%. Para obtener el máximo ahorro de energía y evitar que se pierda dicho ahorro de energía, debe prestarse la mayor atención a las condiciones de funcionamiento de las unidades de cogeneración” (Parlamento Europeo, 2004: 2).

La Directiva 2004/8/CE (y su posterior directiva actualizada 2006/32/CE) quedó sin efecto en el año 2012 con la entrada en vigencia de la Directiva sobre Eficiencia Energética para la UE (Directiva 2012/27/UE). Esta nueva directriz “exige que los Estados miembros valoren y notifiquen a la CE el potencial de cogeneración de alta eficiencia y sistemas urbanos de calefacción y refrigeración en su territorio, y que lleven a cabo análisis de costes y beneficios basados en las condiciones climáticas, la viabilidad económica y la sostenibilidad técnica (...) [así como la] evaluación a finales de 2015 del potencial de aplicación de la cogeneración de alta eficiencia y sistemas urbanos eficientes de calefacción y refrigeración en todos los Estados miembros” (Parlamento Europeo, 2016: 2-3).

El Nuevo Plan de Eficiencia Energética, en su segmento “La eficiencia energética para una industria europea competitiva”, acota el fomento de la cogeneración a aquella que sea de «alta eficiencia» y, en particular, para aquellas instalaciones de tratamiento de residuos municipales y de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración, por su importante impacto en la mejora de la EE. Con motivo de facilitar estas mejoras en eficiencia, la CE propondrá que “los gestores de las redes de distribución de electricidad ofrezcan acceso prioritario a la electricidad procedente de la PCCE³⁷ y que se refuercen las obligaciones impuestas a los gestores de redes de transporte en relación con el acceso y la distribución de esta electricidad” (CE, 2011: 10).

Ahora bien, si se desagrega el avance real que han tenido estos sistemas dentro de Europa, se observa que los niveles de desarrollo varían de país a país; mientras que se encuentran países como Malta que no poseen cogeneración o Chipre con un escaso desarrollo (0,6% de la electricidad generada proviene de estos sistemas), se hallan otros casos donde presentan un

36 Según la normativa de la UE, la Decisión de Ejecución es una norma jurídica del Derecho comunitario europeo por el cual el miembro involucrado debe acatar la orden de manera inmediata.

37 PCCE: Producción Combinada de Calor y Electricidad; es otra de las formas de denominar a la cogeneración.

elevado grado de penetración tal como Dinamarca (48,8%) y Eslovaquia (78,6%); en las siguientes líneas se desglosarán brevemente algunos casos representativos.

➤ *alemania:*

Con una potencia instalada cercana a los 21.000 MW (IEA, 2008) que abastece aproximadamente el 12,5% de la demanda eléctrica total (FENERCOM, 2010), la cogeneración ha presentado un incremento considerable en las últimas décadas, especialmente en lo referido a la cogeneración industrial y de distrito como consecuencia directa de los incentivos promovidos desde el Estado. Entre sus perspectivas de futuro, este país ha fijado como meta obtener el 25% de la producción eléctrica a partir de este proceso.

Hasta el 2009, los incentivos ofrecidos por el gobierno alemán para captar cogeneradores radicaban en bonos remunerados (independientes a las tarifas fijadas por el mercado) para aquella energía eléctrica generada a partir de este tipo de tecnología. A partir del año 2012, estos bonos tuvieron un incremento, siempre que las nuevas instalaciones cumplieran con los requisitos propuestos por la UE en materia de cogeneración de alta eficiencia (Garmendia, 2013).

Más allá de los bonos mencionados, el Estado germano ha desplegado una batería de medidas que, de manera directa o indirecta, repercuten en su fomento e incorporación a la matriz de generación de energía. Entre estas medidas se destaca la existencia de:

- bonos tecnológicos adicionales para tecnologías innovadoras de cogeneración;
- prioridad para la conexión de los cogeneradores (despacho libre);
- utilización de biocombustibles sustentables previamente certificados;
- obligación de que un porcentaje de la demanda sea abastecida a partir de fuentes renovables y eficientes;
- apoyo económico pago por los distribuidores de electricidad (y luego trasladado a tarifa); y,
- compensaciones por evitar el uso de red a los operadores de generación descentralizada que inyecten energía en la red de distribución (*ibidem*: 5).

Un aspecto relevante a destacar dentro de esta trayectoria creciente acontecida en Alemania, es la consolidación de la asociación *Broschüren Kraft-Wärme-Kopplung* (la cual cuenta con fuerte respaldo institucional a nivel gubernamental), dedicada especialmente a trabajar los problemas que atañen a la cogeneración.

➤ *españa:*

Dentro del territorio español, la cogeneración posee una potencia instalada de 6200 MW, que satisface el 12% de la demanda eléctrica y representa el 6,5% de la capacidad de producción de energía eléctrica.

Las primeras medidas para promover este tipo de sistemas estuvieron atadas a la Ley Nº 82/1980 y su posterior Real Decreto Nº 907/1982 de Fomento a la Cogeneración, donde se otorgaban altas retribuciones a las empresas cogeneradoras por la energía comercializada, acompañado de importantes subvenciones por parte del Estado para la instalación de las primeras plantas. A pesar de este impulso, el carácter impreciso del marco regulatorio y las escasas garantías ofrecidas a los inversores en el largo plazo, mermaron el avance de este tipo de proyectos.

Con la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico y su consiguiente decreto regulatorio (Real Decreto Nº 2366/1994) en el año 1994, la tecnología en cuestión presenta un punto de inflexión por el cual, a posterior, repercutió en un aumento considerable de los establecimientos que contaban con equipos cogeneradores. El presente marco, a pesar de disminuir las tarifas pagadas por concepto de venta de energía, generó certezas entre los inversores en el mediano plazo, estimulando el comportamiento inversor. No obstante, la Ley Nº 54/1997 –y su posterior decreto reglamentario Real Decreto Nº 2818/1998– pusieron un parate a la expansión acontecida a inicios de 1990; las voces críticas del tema argumentan que la obligación de autoconsumo –entre un 30 a 50% de la energía generada– para las empresas cogeneradoras tuvo consecuencias negativas ya que obligaba “a dimensionar la planta en función de la demanda eléctrica y no del calor, resultando una pérdida de eficiencia (...) Todo ello denotaba una falta de soporte institucional y una incertidumbre del marco legal que frenó drásticamente el desarrollo de la cogeneración” (FENERCOM, 2010: 23).

Años más tarde, las medidas dictaminadas a través del Real Decreto Ley Nº 7/2006 supusieron la eliminación de la obligación de autoconsumo para la electricidad cogenerada, en conjunto con el establecimiento de una prima por encima del precio de mercado durante 10 años, repercutiendo de manera positiva en la expansión de la tecnología.

Por último, el Real Decreto Nº 413/2014, que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, hace énfasis en la necesidad de amparar la generación de energías con estas fuentes bajo un régimen especial. De ahora en más, “con este nuevo marco, las instalaciones podrán percibir durante su vida útil regulatoria, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación [ya que] los regímenes retributivos que se articulen deben permitir a este tipo de instalaciones cubrir los costes necesarios para competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una rentabilidad razonable sobre el conjunto del proyecto” (MIET-España, 2014: 3).

➤ *reino unido:*

Para este país, los aportes realizados por la cogeneración representan el 7,5% de la generación eléctrica (DEFRA, 2007; en: IEA, 2008) y, acorde a un estudio realizado por el gobierno del Reino Unido, se estableció un potencial de desarrollo (para el año 2010) cercano al 17% de generación de energía eléctrica a partir de esta tecnología (IEA, 2009).

Entre las medidas tendientes a impulsar su progreso, es de destacarse los parámetros impuestos por el Programa de Garantía de Calidad de Cogeneración (CHPQA³⁸ por su sigla en inglés) del gobierno británico para acceder a los incentivos financieros: “CHPQA provides a methodology for assessing the quality of CHP Schemes in terms of their energy efficiency and environmental performance. This methodology is based on Threshold Criteria, which must be met or exceeded in order for the whole of the Scheme to qualify as ‘Good Quality’. Threshold Criteria are set for Quality Index and Power Efficiency, and both can be determined from just three sets of data: fuel used, power generated and heat supplied” (DEFRA, 2000; en: IEA, 2008: 17).

38 Por obtener información en mayor detalle: <https://www.gov.uk/guidance/combined-heat-power-quality-assurance-programme>

PAÍSES	RESUMEN EXPERIENCIA EUROPEA EN MATERIA DE COGENERACIÓN	
	<i>Estado de situación</i>	
	Situación actual:	Potencial de desarrollo:
UE	Abastece 11,7% de la demanda de energía eléctrica; nivel de desarrollo heterogéneo entre los distintos países miembros.	Pretende alcanzar una potencia instalada de 150 GW.
Alemania	Satisface 12,5% de la demanda de energía eléctrica (aprox. 21.000 MW).	Se busca abastecer un 25% de la demanda de energía eléctrica con esta tecnología.
Chipre	0,6% de la electricidad generada proviene de sistemas de cogeneración.	–
Dinamarca	78,8% de la energía eléctrica es abastecida mediante este tipo de tecnología.	–
Eslovaquia	48,8% de la demanda de energía eléctrica es satisfecha con estos sistemas.	–
España	Abastece el 12% de la demanda de energía eléctrica (aprox. 6,5% de capacidad de producción de energía, contando con una potencia instalada de 6.200 MW).	–
Finlandia	El 45,2% de la potencia instalada de energía eléctrica proviene de los sistemas de cogeneración (5830 MW).	–
Malta	Nivel prácticamente nulo de desarrollo.	–
Reino Unido	5440 MW de potencia instalada que abastecen el 7,5% de la demanda de energía eléctrica.	Se pretendía abastecer un 10% de la demanda de energía eléctrica para 2010.

Fuente: elaboración propia a partir de IEA (2008 y 2009).

Otras experiencias relevantes

➤ china:

Junto a Estados Unidos y Rusia, China es uno de los países con mayor nivel de desarrollo de cogeneración. En la actualidad, posee una potencia instalada de 28.153 MW, que representa aproximadamente el 13% de la electricidad generada en el país oriental. Debido al rápido crecimiento económico experimentado por el mismo, y en estrecha relación con su desarrollo industrial, las acciones de cogeneración para la producción de electricidad podrían elevarse a un 28% en 2030.

➤ estados unidos:

La participación de la cogeneración en el sistema energético estadounidense es relevante, ya que es uno de los países que, en términos absolutos, cuenta con el mayor nivel de potencia instalada (84.707 MW). Dicha tecnología representa aproximadamente el 8% de la capacidad de

generación de Estados Unidos, y produce cerca del 12% de la energía eléctrica anual consumida dentro de su territorio (ACHEE, 2016). Los estudios de potencial realizados conjeturan que para el año 2026, la potencia instalada de cogeneración aumente su participación hasta los 11 GW (Bayar, 2016; en: ACHEE, 2016).

Vale destacar la relevancia que cobra esta tecnología dentro del sector manufacturero, ya que al año 2012 había una capacidad instalada de 82 GW, concentrándose el 87% de la potencia instalada en dicho sector.

Su evolución en las últimas dos décadas estuvo pautada por un crecimiento importante de la potencia instalada anualmente, a pesar de que a inicios de la década de los 2000 la misma haya mermado su crecimiento, el cual ha sido moderado en el último lustro de esta década también. Sin embargo, se espera que este descenso sea contrarrestado en el mediano plazo a través del surgimiento de nuevas tecnologías involucradas en los procesos de cogeneración, haciendo más atractivo este mercado para los inversores; un ejemplo de ello son las celdas de combustible (*Fuel Cells*).

➤ *india:*

La cogeneración representa el 5% de la generación de energía eléctrica en la India (IEA, 2009). El crecimiento económico sostenido que ha experimentado el país en las últimas décadas, ha traído aparejado un incremento de la demanda de energía en todos los sectores de actividad económica, especialmente el industrial. En este contexto, el potencial adicional para la cogeneración industrial por sí solo ha sido identificado superior a 7.500 MW (Powerline, 2007; en: IEA, 2008). Al igual que China, presentan un enorme potencial para desarrollar la cogeneración en función del crecimiento de la demanda eléctrica proyectada (IEA, 2009).

PAÍSES	RESUMEN EXPERIENCIA OTROS PAÍSES EN MATERIA DE COGENERACIÓN	
	<i>Estado de situación</i>	
	Situación actual:	Potencial de desarrollo:
Canadá	Ocupa un 6% de la estructura de generación de energía eléctrica.	15,5 GW de potencial para 2015, lo cual representaría un 12% de la potencia instalada en el año que se relevó esa información (2012).
China	Representa un 13% de la generación de energía eléctrica.	Podría representar el 28% de la generación de electricidad para 2030.
Estados Unidos	82 GW de capacidad instalada al año 2012, que representa el 12% de la generación de electricidad.	110-150 GW de potencia para el 2025.
India	Representa un 5% de la generación de energía eléctrica.	Superior a los 7.500 MW solamente en el sector industrial.
Japón	11% de la capacidad de generación.	Se estipula que al año 2030, Japón alcance un desarrollo de la cogeneración cercano a los 29,4 GW.
Rusia	Importante nivel de desarrollo, fundamentalmente de la denominada «cogeneración de distrito».	—

Fuente: elaboración propia a partir de ACHEE (2017) e IEA (2008 y 2009).

Experiencia en Latinoamérica y el Caribe

Para los países de América Latina y el Caribe, la información disponible referida a la cogeneración es muy diversa y heterogénea. Como se podrá ver a continuación, hay países donde el desarrollo de la cogeneración se encuentra consolidado y presentan datos para su análisis, mientras que otros apenas presentan escasa información y desarrollo. Como el objetivo de este trabajo no es realizar un mapeo en profundidad de las experiencias acontecidas, muchos de los casos presentados tendrán un simple punteo con los principales casos y sus respectivos hitos.

➤ *argentina:*

Acorde a la normativa argentina sobre cogeneración (expresamente la resolución de la Secretaría de Energía N° 206/1994), se entenderá por «cogenerador» a aquel que “genera energía eléctrica con excedentes del proceso productivo que demanda calor” (Garmendia, 2013: 8). A su vez, es necesario que el cogenerador cuente con una potencia instalada que sea igual o superior a 1 MW.

Con la entrada en vigencia del Decreto N° 140/2007, correspondiente a la aprobación del Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE), se establece el marco general para el fomento de la cogeneración. Allí se destaca la necesidad de “desarrollar un plan para el aprovechamiento en el mediano plazo del potencial ofrecido por la cogeneración eléctrica

en la República Argentina, como forma de mejorar el abastecimiento de electricidad, ahorrar combustible, reducir las pérdidas de transmisión y reducir emisiones nocivas para el ambiente.” En esta misma línea, se es pertinente “implementar un marco regulatorio apropiado para fomentar el desarrollo de proyectos de cogeneración eléctrica en el país” (MEM-Presidencia de la Nación, 2007: 8).

➤ *brasil:*

Debido a la predominancia de un sistema eléctrico abastecido mayoritariamente a partir de la hidrogenación y la escasa demanda –a nivel comercial y residencial– de calor, la cogeneración presenta un potencial de desarrollo asociado a los establecimientos industriales donde puedan servir como energéticos los residuos de biomasa, especialmente el bagazo de caña de azúcar (IEA, 2009).

La principal potencialidad atada a este tipo de emprendimientos, se asocia con el beneficio de una generación de energía descentralizada. Como se dijo, el sistema eléctrico brasilero presenta una fuerte dependencia del recurso hídrico para la generación de energía; sólo un 10% de la demanda de energía eléctrica está cubierta por algún tipo de generación descentralizada (Grupo de Generación Distribuida, 2006). En este contexto, la cogeneración se constituye como una alternativa eficiente para la generación de electricidad.

➤ *chile:*

El Decreto Supremo N° 244/2005 y su posterior decreto modificatorio N° 101/2015 definen 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” (Garmendia, 2013: 9). Posteriormente, el Decreto Fuerza Ley N° 4 promulgado en 2006, profundizaba en la cuestión ampliando el espectro de definiciones, introduciendo la categoría de «cogeneración eficiente», entendiéndose 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” (*idem*).

Más allá de las definiciones concretas que se encuentran en la normativa chilena, es posible encontrar elementos que hacen alusión directa a la cogeneración mediante líneas de acción y/o metas planteadas por los distintos programas impulsados desde la esfera estatal. Para el período 2008-2009, el Programa País de Eficiencia Energética generó documentación base para el desarrollo del Plan de Acción en Eficiencia Energética, en la cual se encontraba información referida al potencial de cogeneración y las principales barreras a las que se enfrentaba; allí se presentaba a la industria como un sector con una alta capacidad de desarrollo en el marco de las mejoras de EE (CEPAL, 2009; CEPAL, 2011).

También es destacable el Programa 4e Chile, realizado a través de los fondos de la cooperación alemana, el cual buscaba instalar –entre otros tantos proyectos en el área energética promovidos desde el programa– plantas de cogeneración para el rubro hospitalario.

Por fuera de la órbita estatal, en el año 2012 la Agencia Chilena de Eficiencia Energética (ACHEE)³⁹ crea el Programa de Fomento a la Cogeneración, con el que se procuraba realizar una planificación más adecuada de los proyectos de esta índole, así como la capacitación de recursos humanos que puedan desempeñarse en esa área. Tal programa ha tenido una valoración positiva producto de los 14 proyectos que ésta ha cofinanciado, muchos de los cuales se apuntalan dentro del sector industrial (ACHEE, 2016).

Dado este contexto, y de acuerdo a los datos proyectados sobre la demanda de energía eléctrica para los años venideros, el desarrollo de los sistemas puede consolidarse como una opción de suma relevancia con el fin de descomprimir la restricción a la cual está sujeta el parque eléctrico chileno actual. De todas formas, los relevamientos indican que aún es bajo el número de empresas que aplican o consideran aplicar estos sistemas (*idem*).

➤ *colombia:*

La primera reglamentación sobre la actividad de cogeneración data del año 1996, plasmada en la Resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). A partir de allí se sucedieron diferentes resoluciones que procuraron solventar su presencia en el sistema normativo de generación de energía colombiano, teniendo como hito importante la Resolución N° 005/2010 de la CREG, a través del cual se establecían requisitos y condiciones técnicas para la actividad, creándose un marco regulatorio propio.

La cogeneración se encuentra encuadrada en el marco del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE). Con la aprobación de la Ley N° 1215 de 2008, se define explícitamente lo que se entenderá por cogeneración y, a la persona que ejerza tal actividad, el cogenerador:

- Cogeneración: “proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales” (CEPAL, 2009: 284).
- Cogenerador: “persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de cogeneración, y que puede o no, ser el propietario del sistema de Cogeneración” (*idem*).

39 Fundación de derecho privado, sin fines de lucro, con la finalidad de promover, fortalecer y consolidar el uso eficiente de la energía articulando a los actores relevantes, a nivel nacional e internacional, e implementando iniciativas público privadas en los distintos sectores de consumo energético, contribuyendo al desarrollo competitivo y sustentable de Chile. Por más información: <http://www.acee.cl/nosotros/que-es-la-agencia/>

Por fuera de los mecanismos de promoción estatal, se puede hacer mención a la Financiera de Desarrollo Territorial S.A. (FINDETER)⁴⁰ como un actor importante al momento de aportar capital para el desarrollo de proyectos –especialmente del sector energético– asociados al uso de todo tipo de fuentes energéticas. Para nuestro objeto de estudio, FINDETER cobra relevancia al otorgar financiamiento en las etapas de preinversión e inversión del proyecto de cogeneración.

➤ *jamaica:*

El sistema eléctrico de Jamaica está prácticamente dominado por la *Jamaica Public Service Company Limited*, y es quien posee el monopolio de la transmisión y distribución hasta el año 2020 (no posee monopolio sobre la generación de energía). Está compuesto por 24 centrales generadores; de estas 24 centrales, el 50% han estado en funcionamiento durante más de 30 años y poseen un nivel bajo de eficiencia. En este contexto, se identifica a la cogeneración como una posibilidad para mejorar la eficiencia de las centrales más antiguas.

A su vez, la *Petroleum Company of Jamaica* en conjunto con el Estado jamaicano, se embarcaron en un proyecto de mejora de la gestión de la demanda de energía, teniendo como uno de sus resultados la creación en el año 2003 de la Unidad Nacional de Eficiencia Energética. Entre los programas promovidos para usuarios del sector industrial y comercial, se fomentaba el uso de la cogeneración, ya que las características de las empresas locales eran idóneas para su implementación si se tenían en cuenta los niveles de demanda de electricidad y calor; se identificó un mayor potencial para aquellas empresas pequeñas, con una demanda por debajo de los 2 MW.

Por último, desde los organismos competentes del Estado se maneja la posibilidad de incorporar estos sistemas en grandes edificios residenciales, ya que ofrecen una gran ventaja al generar energía de manera descentralizada.

➤ *méxico:*

Seguramente México es uno de los países con mayor experiencia en América Latina en lo referido a cogeneración. En su marco normativo, ésta es definida por la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (art. 36) como:

- a) “La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambas;
- b) la producción directa e indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos; y,
- c) la producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate” (Garmendia, 2013: 12).

Se debe agregar que para confirmar la calidad de cogenerador bajo estos parámetros, es necesario tramitar un permiso especial de cogeneración, a menos de que se tenga una potencia

40 Por más información: www.findeter.gov.co

instalada inferior a 500 kW. Los requisitos de este permiso consisten en cumplir la condición de que “la energía eléctrica generada se destine a satisfacer las necesidades de instalaciones consideradas como establecimientos asociados, entendiendo 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” (*ídem*).

Otra de las condiciones necesarias para obtener la calidad de cogenerador, requiere que el sistema implementado contribuya a aumentar la EE de todo el proceso, y que este sea superior al rendimiento obtenido por las plantas de generación tradicionales.

A su vez, en el marco de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, mediante el cual se detallan los requisitos para acceder a los beneficios otorgados para los generadores de energías limpias, es posible encontrar una nueva categoría de cogeneración, denominada «cogeneración eficiente». Por tal concepto se define a “aquella superior a un valor de referencia fijada por la CRE (Comisión Reguladora de Energía)” (*ibídem*: 13). También se detalla que la generación eléctrica mediante ciclos combinados no podrá ampararse bajo esta nueva definición y, por lo tanto, no serán le serán adjudicados los beneficios por producción de energía limpia.

La evolución reglamentaria sucedida en México ha estado respaldada por una creciente institucionalización (fundamentalmente en relación a la EE) y por la fijación de líneas estratégicas en los distintos planes y/o programas en materia de política energética. El punto máximo de esta expresión está dado por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, dependiente de la Secretaría de Energía del Gobierno de México, la cual cuenta con una división dedicada a tratar los temas de cogeneración e impulsar sus desarrollo en los distintos niveles de gobierno (CEPAL, 2009).

Mediante los objetivos propuestos por el Programa Sectorial de Energía 2007-2012, se manifiesta la intención de promover el uso de la cogeneración, generar un entorno de políticas públicas que lo respalden y poder aprovechar el potencial disponible, ya que se estipula un total de 10.000 MW no aprovechados producto de una regulación poco favorable para los cogeneradores, que desincentiva las inversiones.

A su vez, el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE) 2009-2012 dirigió sus acciones a siete áreas de oportunidad de usos finales de energía, entre las que se encontraba la cogeneración. No obstante, las acciones estaban definidas de manera genérica y con metas poco claras, lo cual redundó en que la efectividad de las mismas haya sido difícil de evaluar (CEPAL, 2011).

En esa misma línea, el PRONASE para el periodo 2014-2018 mantiene la tesitura de presentar directrices bastantes amplias. Las principales acciones de este plan son las siguientes:

- “Incrementar el aprovechamiento de los potenciales de cogeneración en instalaciones de Petróleos Mexicanos (...)
- Promover políticas para incrementar el aprovechamiento de los potenciales de cogeneración en los sectores [residencial, comercial y servicios, agropecuario e industrial] de consumo final” (Secretaría de Energía-Estados Unidos de México, 2014).

Dentro de los proyectos implementados, se aprecia el rol importante del Fideicomiso para el Ahorro de la Electricidad⁴¹, quien ha impulsado el desarrollo de proyectos de microcogeneración, con un tiempo de retorno de la inversión de 2,72 años. También Petróleos Mexicanos (PEMEX) ha sido impulsor de varios emprendimientos de cogeneración en el marco de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

➤ *perú:*

Para el último caso contemplado, la cogeneración se define en el marco regulatorio peruano 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” (Reglamento de Cogeneración N° 64/2005 y posteriores modificaciones de los reglamentos N° 37/2006 y 82/2007).

Al igual que el caso mexicano, dentro del espectro de la cogeneración podemos hallar una nueva categoría de cogeneración, denominada como «cogeneración calificada». Para ser reconocido bajo este rótulo, se deben cumplir ciertos requisitos establecidos por la reglamentación vigente; entre los requisitos se encuentra el de establecer un mínimo de rendimiento en función de la red en la que se encuentra interconectado y la tecnología empleada (Garmendia, 2013).

En cuanto a su estado de situación, en el año 2009 se estableció la realización de un estudio sobre el potencial de desarrollo de estos sistemas. A su vez, el Centro de Conservación de Energía y del Ambiente y el Instituto de Diversificación y Ahorro Energética de España –mediante el Proyecto *Selected Renewable Energy and Energy Efficient Technologies for CDM opportunities in Latin American Countries*– han capacitado personal sobre la temática, y han realizado estudios de caso sobre la viabilidad de proyectos en diversos sectores de actividad.

41 Más detalles en: <http://www.fide.org.mx/>

PAÍSES	RESUMEN EXPERIENCIA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE	
	<i>Estado de situación</i>	
	Situación actual:	Potencial de desarrollo:
Argentina	Existencia de un marco regulatorio genérico para la actividad.	3000 MW.
Barbados	No existencia de un plan de eficiencia energética; experiencias aisladas dentro del sector hotelero.	Posibilidad de desarrollo a partir de los residuos de biomasa.
Bolivia	Experiencias aisladas en torno a los residuos de la industria azucarera.	–
Brasil	Emprendimientos asociados a plantas industriales por la utilización del bagazo de azúcar como fuente energética.	Posibilidad de desarrollo a partir de los residuos de biomasa de la agroindustria.
Chile	Representa el 5,3% de la capacidad de generación (aprox. 800 MW de potencia instalada al año 2016).	2.300 MW.
Colombia	Existencia de un marco normativo específico.	–
Cuba	Escaso desarrollo de la actividad.	Potencial asociado a las centrales térmicas.
Guyana	No existencia de un plan de eficiencia energética; experiencias aisladas a partir del bagazo de caña de azúcar.	–
Haití	No existencia de un plan de eficiencia energética; experiencias aisladas a partir del bagazo de caña de azúcar.	–
Jamaica	No existencia de un programa de desarrollo de la actividad de cogeneración.	Potencial de desarrollo asociado a las centrales térmicas.
México	Representa aprox. el 4,5% de la capacidad de generación (3293 MW de capacidad habilitada).	Aprox. 10.000 MW.
Perú	Ocupa aprox. el 1,8% de la capacidad de generación eléctrica (200 MW de capacidad instalada al año 2000).	Aprox. 500 MW de potencia instalada.

Fuente: elaboración propia a partir de ACHEE (2017), CEPAL (2009 y 2011), Garmendia (2013), Grupo de Generación Distribuida (2006), MEM-Presidencia de la Nación (2007), Proyecto Tech4CDM (2009) y Secretaría de Energía (2014).

Conclusiones del relevamiento de información de la experiencia internacional

Como se mencionó al inicio de este apartado, los niveles de desarrollo alcanzados por esta tecnología –y sus respectivas comparaciones– deben ser mirados con cierta cautela, evitando realizar generalizaciones.

La cogeneración es una tecnología madura que impacta sobre las diferentes dimensiones del entorno (ya sea social, económica, ambiental y/o legal), y como consecuencia directa de ello, los gobiernos requieren adaptar las reglamentaciones existentes e impartir nuevas medidas para su

correcto funcionamiento. A su vez, estas medidas se insertan en un contexto político o de desarrollo de planes específicos donde es necesario acompañar los requerimientos que la tecnología requiere con las directrices emanadas desde el sistema político y las expectativas de los actores involucrados. De esta forma, la cogeneración se convierte en un objeto de estudio único y particular al interior de cada experiencia relatada.

En las diversas experiencias indagadas, se puede observar que la cogeneración empieza a ser contemplada dentro de los marcos normativos a partir de 1980, pero teniendo un fuerte impulso desde mediados de la década de 1990 e inicios del 2000, particularmente en Latinoamérica. Sin embargo, se puede señalar que el auge ocurrido en esta última década de las políticas y programas de EE (y de uso racional de la energía), así como las presiones ejercidas por la agenda global en materia de impacto ambiental y adaptabilidad climática, han propiciado una coyuntura favorable para que tecnologías sustentables y eficientes se introduzcan en la matriz de generación de energía de los distintos países.

Tales cambios ocurridos a partir de las reformas, acoples y adecuaciones realizadas en el plano de lo normativo, han repercutido de distinta manera en las expectativas de los actores involucrados y, consecuentemente, en los «movimientos» que cada uno realizó. Ante este panorama, algunos de los casos abordados mostraron la posibilidad de que, ante fluctuaciones del marco normativo, los actores pertinentes manifestasen temores que desalienten el progreso de estos sistemas de generación eficiente.

Más allá de tales percepciones, la variabilidad reglamentaria es una condición necesaria para su desarrollo dentro del área energética. La cogeneración es un resultado de los avances tecnológicos en materia de generación de energía y de la introducción de mejoras dentro de los ciclos productivos, por lo que su naturaleza regulatoria debe estar sujeta a los desafíos que los nuevos paradigmas tecnológicos imperantes suponen; en este sentido, las nuevas modalidades contractuales por las que los cogeneradores suscriben, así como las nuevas categorías de cogeneración creadas, pueden citarse como ejemplos de adaptación ante tal contexto.

En cuanto a su localización y grado de penetración en la estructura productiva de un país, el desarrollo de esta tecnología ha encontrado su principal nicho dentro del sector industrial. La explicación para ello es sencilla: los requerimientos técnicos (por ejemplo, la demanda de calor en los procesos de trabajo) son más factibles de encontrar allí que en otros sectores de actividad. No obstante, las experiencias indagadas mostraron la posibilidad de penetrar en otros rubros de actividad, como el sector terciario; tal como lo señala la CEPAL (2009), la cogeneración de energía para industrias y grandes instalaciones del sector comercial se presenta como una oportunidad real de desarrollo debido al potencial que poseen.

También se ha visto que el desarrollo de la microcogeneración es una opción viable, en especial para el sector residencial; más allá de eso, su posibilidad está sujeta a la existencia de condiciones

geográficas favorables y la disponibilidad de determinados tipos de combustibles (las experiencias de microgeneración exitosas –como el caso de Dinamarca o Eslovaquia– se desarrollan en base a la geotermia⁴² y/o utilización de gas natural como energético, siendo este uno de los combustibles más óptimo para los motores de microgeneración).

Por último, es menester mencionar que, a pesar de los impulsos provenientes de las recientes reglamentaciones en el marco de los planes de EE, actores por fuera de la órbita estatal nacional han jugado un fuerte rol en la promoción de esta tecnología mediante la financiación de estudios de potencial y viabilidad de proyectos, o a través de la capacitación de recursos humanos. En este marco es posible mencionar al Fondo Mundial para el Medio Ambiente (fondos *GEF*), la *IEA*, la *International Renewable Energy Agency (IRENA)* y, puntualmente en América Latina, *OLADE* – fundamentalmente a través del eje “Desarrollo Energético Sostenible Regional” y su proyecto “Cogeneración y residuos”, donde se realizaron estudios de prefactibilidad a partir de residuos agroindustriales– y los fondos provenientes de la cooperación alemana o el programa *Tech4CDM*, financiado por la UE.

42 “La energía geotérmica consiste en el aprovechamiento del calor almacenado en la corteza terrestre” (Chamorro-Camazón, 2008: 44).

ESTADO DE SITUACIÓN EN URUGUAY

Como se mencionó previamente, la cogeneración encuentra una definición explícita en el año 2009 a través del Decreto N° 354/009 y, posteriormente, en la reglamentación establecida por el Decreto N° 277/015, el cual tiene una clara intención de normativizar y acotar qué es o no es cogeneración para el territorio nacional. Esta última conceptualización genera un nuevo entorno de interacción en el que los actores involucrados deben regirse, dotándolo de cierto grado de certidumbre que hasta antes del año 2015 no existía.

En el plano de hechos, y siguiendo el relevamiento realizado por Ruchansky y Blanco (CEPAL, 2017), se constata la existencia de doce establecimientos generadores de energía a partir de biomasa, de los cuales ocho son cogeneradores: ALUR, Bioener/Urufor, Fanapel⁴³, Galofer/Arrozur, Montes del Plata, Ponlar/Dank S.A., UPM y Weyerhaeuser⁴⁴.

Como característica compartida entre estos establecimientos, es de destacarse la estrecha relación entre el rubro de actividad económica y la utilización de combustibles resultantes (subproducto) del proceso de la planta o industria asociada, como es el caso de Bioener/Arrozur, Galofer/Arrozur y Ponlar/Dank S.A.; en estos tres casos se da la situación que la primer empresa mencionada es la planta cogeneradora y la segunda es el establecimiento asociado.

43 Dado los sucesos ocurridos en el último tiempo referido al cierre de la planta de operación de Fanapel, es incierto su futuro como generador de energía. Acorde a las últimas noticias publicadas en los medios de comunicación, hay ofertas para brindar alternativas en las que Fanapel opere como una empresa energética; en caso que esto se concretara, la calidad de cogenerador no aplicaría dado que la energía generada no sería, a priori, aplicada a un proceso productivo.

44 ALUR es la única planta que cogenera a través de una turbina de vapor de contrapresión, mientras que las restantes lo hacen mediante una turbina de vapor.

ESTABLECIMIENTOS COGENERADORES EN URUGUAY

<i>Establecimiento</i>	<i>Ubicación</i>	<i>Fuente de biomasa</i>	<i>N° Decreto al que adhiere</i>	<i>Inicio de operación</i>	<i>Características</i>
ALUR	Artigas	Bagazo y forestal	397/007	2011	Genera con el bagazo (subproducto del procesamiento de la caña de azúcar) y fuera de zafra con biomasa forestal.
Bioener	Rivera	Forestal	77/006	2010	Emplea subproductos forestales de aserraderos de la zona y el vapor es consumido por uno de ellos (Urufor).
Fanapel	Colonia	Licor negro y forestal	–	–	Solamente para consumo propio, no comercializa excedentes.
Galofer	Treinta y Tres	Cáscara de arroz	77/006	2010	Utiliza la cáscara de molinos arroceros de la zona y el vapor es consumido por uno de ellos (Arrozur).
Montes del Plata	Colonia	Licor negro y forestal	–	2014	Utiliza un subproducto del proceso productivo (licor negro y finos), comercializa los excedentes.
Ponlar	Rivera	Forestal	397/007	2012	Emplea subproductos forestales del aserradero contiguo y el vapor es consumido por el mismo (Dank S.A.).
UPM	Río Negro	Licor negro	–	2007	Aprovecha un subproducto del proceso productivo (licor negro), comercializa los excedentes.
Weyerhaeuser	Tacuarembó	Forestal	397/007	2010	Utiliza los subproductos forestales de la propia planta de tableros.

Fuentes: CEPAL (2017) y PROBIO (2017).

Estas empresas acumulan un total de 408 MW en capacidad de potencia instalada que, en forma comparada, representan el 96,1% de la potencia instalada a partir de fuente de biomasa, y el 10,2% de la potencia instalada de todas las fuentes de generación de energía eléctrica disponibles en el país⁴⁵.

⁴⁵ Los datos de potencia instalada fueron extraídos del Balance Energético Nacional 2015 de MIEM-DNE.

Entre las características compartidas por estos establecimientos, es importante mencionar que los cogeneradores pueden participar dentro del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica de dos maneras: participando el Mercado de Contratos a Término (que suelen tener, por lo general, una vinculación contractual entre las partes a mediano o largo plazo), y/o a través del Mercado Spot (mercado de excedentes y de corto plazo).

Las empresas mencionadas autogeneran energía y sus excedentes son volcados a la red⁴⁶, exceptuando el caso de Fanapel que no realiza aportes.

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS ESTABLECIMIENTOS COGENERADORES					
<i>Establecimiento</i>	<i>Potencia instalada (MW)</i>	<i>Potencia – Contrato con UTE (MW)</i>	<i>Potencia – Contrato con Mercado Spot (MW)</i>	<i>Aportes a la red</i>	<i>Autogeneración</i>
ALUR	10,0	5,5	–	Sí	Sí
Bioener	12,0	9,0	3,0	Sí	Sí
Fanapel	11,5	–	–	No	Sí
Galofer	14,0	10,0	2,5	Sí	Sí
Montes del Plata	180,0	80,0	–	Sí	Sí
Ponlar	7,5	3,5	4,0	Sí	Sí
UPM	161,0	40,0	–	Sí	Sí
Weyerhaeuser	12,0	5,0	–	Sí	Sí

Fuentes: CEPAL (2017) y PROBIO (2017).

Beneficios e incentivos para cogenerar

La mayoría de los establecimientos cogeneradores del país surgen a raíz de incentivos y convocatorias comprendidos en los distintos regímenes de promoción legal tales como los decretos N° 77/006 y 397/007, o a partir del mismo decreto que contiene la definición de cogeneración (Decreto N° 277/015) y contempla la exoneración de cargos por uso de red y potencia.

El Decreto N° 77/006 tiene por novedad la promoción –a través de UTE– de “contratos especiales de compraventa de energía eléctrica con proveedores que incrementen la potencia instalada en territorio nacional, que produzcan dicha energía a partir de la fuente eólica, de biomasa, o de pequeñas centrales hidráulicas. La potencia total contratada por centrales asociadas a dichos contratos no superará los 60 MW, planteándose una meta de asignación de 20 MW para cada uno de los tres tipos de fuentes promovidas.” Si bien explícitamente no hay mención a la implementación de sistemas de cogeneración (y esto es razonable en el entendido de que la

⁴⁶ Los excedentes volcados a la red no pueden superar determinado límite, definido y acordado previamente con UTE vía contractual.

cogeneración es una medida de EE y no una fuente de generación de energía, siendo la biomasa la fuente utilizada por estos establecimientos), este es el puntapié inicial para que los primeros sistemas sean implementados como una derivación del alcance de este decreto.

El Decreto N° 397/007 sigue prácticamente la misma línea que lo esbozado por el N° 77/006, salvo por el hecho que introduce modificaciones referidas a la posibilidad de reasignar los sobrantes de potencia a instalar: “en caso de no alcanzarse para una o más fuentes [eólica, biomasa o pequeñas centrales hidráulicas] el cupo mencionado de 20 MW mediante ofertas aceptables, el procedimiento de selección preverá la posibilidad de redistribuir el cupo remanente entre ofertas aceptables de la o las fuentes restantes.”

En esta línea, también es importante mencionar los procedimientos competitivos de compra-venta de energía eléctrica a partir de biomasa realizados con anterioridad (Decreto N° 389/005⁴⁷) y a posterior (Decreto N° 367/010 y N° 58/015), lo cuales no generaron nuevos adeptos en materia de cogeneración.

Los incentivos promovidos desde la esfera estatal tienen como público objetivo aquellos establecimientos que incurran en procesos de «producción más limpia»⁴⁸, acorde con los lineamientos propuestos en las principales cumbres referidas al cambio climático y sustentabilidad ambiental.

Puntualmente, de las líneas de acción impulsadas desde los organismos nacionales ejecutores de políticas, encontramos la creación del Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE) y los programas impulsados desde MIEM-DNE mencionados en la primer parte de este trabajo. Sin embargo, vale aclarar que estos incentivos no apuntan estrictamente a la cogeneración, sino que buscan premiar aquellas mejoras globales en materia de EE en las empresas del sector industrial.

Por último, y dentro de los incentivos meramente fiscales, encontramos las exoneraciones contempladas en las leyes de Promoción Industrial y Promoción y Protección de Inversiones (Ley N° 14.178 y Ley N° 16.906 respectivamente), así como las exoneraciones provenientes por tratarse de un tipo de Generación Distribuida (Decreto N° 278/002).

Barreras a la cogeneración en Uruguay

Profundizando la cuestión de los obstáculos que enfrenta esta tecnología para su avance, es importante mencionar los aportes realizados por el informe de consultoría “Diseño de

47 El alcance de este decreto comprende a cogeneradores que instalen centrales nuevas de hasta 5 MW de potencia instalada.

48 El Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente define a la «producción más limpia» como “la aplicación continua de una estrategia ambiental preventiva e integrada a procesos, productos y servicios para incrementar la eficiencia sobre los mismo y reducir los riesgos para el ser humano y el medio ambiente.”

instrumentos de mercado para captar el potencial de cogeneración en Uruguay” (Garmendia, 2012), donde se presentan barreras asociadas a la reglamentación vigente.

Acorde a lo esbozado en el informe, el autor considera la inexistencia de barreras explícitas para su desarrollo. Sin embargo, la ausencia de una tarifa regulada para la actividad constituye una barrera indirecta relevante (más allá de las exoneraciones por cargos de la red y cargos por potencia excedentaria establecidos en el artículo 3 del Decreto N° 277/015). Tal como señala el autor, “cualquier consumidor que instale una planta de cogeneración y que no quede comprendido en el marco del decreto de microgeneración⁴⁹, automáticamente adquiere la figura de Autoprodutor⁵⁰ o se asemeja a dicho caso (...) Este aspecto implica la necesidad de establecer contratos bilaterales con el distribuidor para la venta de energía, pero también para la compra de energía de complemento⁵¹ y de respaldo⁵². Dichos contratos deben realizarse con el distribuidor y/o con otros agentes generadores privados abonando los peajes⁵³ correspondientes por los servicios de transmisión y/o distribución según corresponda; la distribución y transmisión se encuentran a cargo de UTE y el mercado de contratos con generadores privados no se ha desarrollado, por lo tanto es necesario negociar directamente con UTE un contrato particular, donde esta podrá fijar la tarifa que considere adecuada independientemente de lo establecido en el pliego tarifario, pero sin referencias de precio establecidas” (Garmendia, 2012: 11). Como resultado de ello, los precios pueden no reflejar los costos reales del servicio y, a la vez, su desconocimiento puede desincentivar el comportamiento inversor al no tener capacidad de negociación ni contar con una variable clave para evaluar la rentabilidad del proyecto.

En la misma línea que las limitantes normativas, merecen atención las barreras asociadas a los incentivos fiscales existentes y los obstáculos de corte económico. Aludiendo nuevamente a lo expuesto por Garmendia (*ibídem*: 12-13), “si bien existen incentivos fiscales para la inversión en «producción más limpia», y dentro de este ítem podemos incluir a la cogeneración, los precios de la biomasa y de la energía eléctrica hacen que aún con los incentivos actuales sólo sea rentable cogenerar en casos excepcionales en donde se tenga biomasa como un subproducto del proceso productivo y el propio establecimiento tenga necesidades de energía eléctrica y calor, de forma tal de usar su propia biomasa y de esta forma evitar los costos de traslado que en la mayor parte de los casos vuelven inviable el proyecto desde el punto de vista económico, dando tasas de retorno

49 La microgeneración o generación de pequeña escala se encuentra contemplada por el Decreto N° 173/010 y abarca centrales de hasta 100 kW en 230 V y 150 kW en 400 V trifásicos.

50 Según el Decreto N° 22/999 del Reglamento del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico, se considerará por Autoprodutor al “consumidor titular de un suministro de electricidad que genera energía eléctrica como producto secundario. Su potencia instalada debe ser superior a 500 KVA. El reglamento de operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica establecerá las condiciones de energía mínima generable anual que deberá cumplir.”

51 Por energía complementaria se entiende aquella que respalda el abastecimiento de energía por parte del generador, en los casos que la fuente principal utilizada para tal fin sea de carácter no firme; por ejemplo, las centrales fotovoltaicas requieren de energía complementaria ya que en determinadas horas del día no contarán con la fuente solar para su generación.

52 Refiere a la capacidad (en términos de infraestructura) de despachar energía cuando el sistema lo requiera, con el fin de satisfacer los picos de máxima demanda de energía. Por lo general, es la energía que tiene costos marginales más elevados y, por ende, se despacha en última instancia para evitar trasladar los costos al sistema.

53 Es el cobro por concepto de utilización de la infraestructura para transmisión y distribución de la energía eléctrica.

de la inversión negativas. Los costos de generar un MWh para consumo interno en general son similares o incluso mayores a los de comprarlo al distribuidor, estando la mayor parte del costo de generación asociado al consumo de combustible. Esto hace que el potencial cogenerador opte por contar con el suministro de la red y la satisfacción de su consumo térmico con los medios habituales (calderas de vapor principalmente).”

Una breve digresión referida al tema de los combustibles: en el caso de la biomasa, su utilización y costo variará acorde al giro de actividad del establecimiento, la región donde se encuentre situado y su estacionalidad. Para el caso del gas natural, la disponibilidad de potencia firme en el territorio nacional, en conjunto con la existencia de un precio competitivo, son las principales barreras para su consolidación como combustible de cogeneración; esta situación (o al menos la de disponibilidad) podría alterarse con la concreción del proyecto de la regasificadora en Puntas de Sayago⁵⁴.

Salvada esta digresión, y continuando en el plano de lo normativo, se puede señalar la falta de incentivos explícitos para la implementación de esta tecnología dentro de las directrices de desarrollo industrial. Esto se puede apreciar claramente en la política energética vigente, donde solamente se la menciona en relación a la introducción de mejoras de la refinería de ANCAP o, de manera genérica, en la Línea de Acción N° 23 que manifiesta la intención de “impulsar de la cogeneración y otros instrumentos para mejorar la Eficiencia Energética a nivel industrial, apoyando a los industriales con información, monitoreos voluntarios y líneas de crédito específicas” (MIEM-DNE, 2009: 11).

También en la misma línea de las directrices resultantes del Poder Ejecutivo, encontramos el caso de la Ley de Parques Industriales (Ley N° 17.547), donde se establece como condición necesaria -para ser considerado como tal- contar con “energía suficiente y adecuada a las necesidades de las industrias que se instalen dentro del parque industrial.” Sin embargo, tal como señala Garmendia (2012: 12), su decreto reglamentario N° 524/005 restringe el término de energía al asociarlo con el de electricidad, dejando de lado la energía térmica y/o la generación para uso propio en el parque, y por ende, la cogeneración como una alternativa de abastecimiento⁵⁵.

En última instancia, también deben ser consideradas las barreras destacadas por el informe sobre la situación del sector industrial, elaborado MIEM-DNE. Aquellos obstáculos asociados a la reglamentación vigente y al factor económico rezan que los costos de abastecimiento son comparativamente menores en el servicio público en relación con las inversiones necesarias para implementar la cogeneración. A su vez, se constata la baja incidencia de la energía en la estructura

54 Las perspectivas futuras respecto a la instalación de la regasificadora no son muy alentadoras. El escenario actual requiere de que la multinacional Shell decida llevar adelante el proyecto y, a la vez, se logren acuerdos político-partidarios que destraben las negociaciones entre las partes involucradas.

55 “La energía eléctrica deberá ser prevista en el proyectos de creación del parque industrial, atendiendo los potenciales requerimientos de las instalaciones industriales a radicarse y las posibilidades reales de conexión de la carga.” Disponible en: <http://www.dni.gub.uy/documents/49866/0/Decreto%20524-2005%20-Reglamento%20de%20Parques%20Industriales;jsessionid=8ED0C72DE3639A9C51AE76896C362483?version=1.0&t=1359737259000>

de costos de muchas industrias, por lo que inversiones de este tipo no son una prioridad para los usuarios.

En el plano del alcance de las políticas y su difusión, el informe verifica un escaso interés de las ESCOS en industrias de menor porte, por lo que una gran proporción del sector manufacturero nacional no logra acceder a las gestorías para un uso más eficiente de la energía. Además, muchos de los establecimientos carecen de profesionales con formación en temas energéticos, por lo que la introducción de mejoras en EE tienden a desestimarse.

Escenarios futuros para la cogeneración

Anteriormente se mencionó que el total de potencia instalada rondaba los 408 MW. En términos comparados, este nivel de potencia resulta ser significativo en el total de los aportes, explicando casi la totalidad de la generación proveniente de la fuente de biomasa, y teniendo un peso nada menor en la estructura de generación eléctrica (10% aproximadamente). Tal confirmación empírica estaría entrando en contradicción con la hipótesis de trabajo planteada, donde se afirma la existencia de un bajo nivel de desarrollo de los sistemas de cogeneración.

Sin embargo, la hipótesis plantea que el nivel es bajo en comparación con el potencial disponible en el territorio (no con la potencia instalada de generación de energía eléctrica ni con los aportes que esta tecnología hace o puede hacer al Sistema Interconectado Nacional).

Al hablar de potencial se está suponiendo que, manteniéndose determinadas características o dándose ciertos sucesos esperables, el rango meta establecido es plausible de ser alcanzado. En este sentido, el informe de “Desarrollo de un Estudio del Potencial de Cogeneración en Uruguay” (Berglavaz *et al.*, 2009) diseñó una metodología de trabajo –a través de un análisis del mercado energético de aquel entonces– para la identificación de sectores, subsectores y emprendimientos específicos que tenían las condiciones más propicias para su implementación, así como la determinación de escenarios de desarrollo de esta tecnología.

Los resultados finales de este informe arrojaron que aquellos sectores de actividad económica que presentan mejores perspectivas para su desarrollo son el secundario (subsectores de bebidas y tabaco, cuero, frigoríficos, lácteos, madera, alimenticias, papel y textil), el terciario (subsector de la salud y hotelero) y, de modo transversal a todos los sectores de actividad, el energético.

A su vez, las perspectivas a futuro contempladas por el estudio arrojaron la posibilidad de encontrarnos frente a tres escenarios de desarrollo en los 10 próximos años (horizonte temporal de referencia: año 2020):

1. 197 MW de potencia total instalada: se consideran los establecimientos que actualmente cogeneran más los que entren en funcionamiento en el corto plazo

2. 354 MW de potencia total instalada: al escenario anterior, se le agregan aquellos proyectos que aún no se han desarrollado o están pendientes de autorización.
3. 505 MW de potencia total instalada: sería la suma de los dos escenarios anteriores, más la puesta en funcionamiento de una tercera planta de celulosa.

En este marco, se aprecia que el nivel de desarrollo alcanzado a la fecha es muy superior al escenario más negativo, y también es mayor a la potencia establecida para el segundo. Además, las circunstancias actuales del país parecen indicar la factibilidad de la incorporación de una tercera planta de celulosa que, basados en los aportes realizados por las pasteras de Montes del Plata y UPM, permitiría alcanzar y/o superar la potencia instalada estipulada en el tercer escenario.

Ahora bien, el nivel de potencia actual está explicado en un 83,6% por las papeleras, y esta concentración podría verse incrementada en el corto plazo. Tal situación hace plantearse si la viabilidad de los sistemas está sujeta únicamente al rubro y dimensión del establecimiento, o si hay otras cuestiones implícitas que no permiten su desarrollo para otro tipo de empresas por fuera de las megainversiones provenientes de inversiones extranjeras directas. Esta interrogante –entre otras– procurará ser laudada en el apartado de resultados y conclusiones alcanzadas por el presente trabajo.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

Tras haber descripto los principales beneficios y obstáculos que esta tecnología presenta, tanto a nivel internacional y nacional, y luego de haber interpelado algunos de los actores relevantes involucrados en las dinámicas para su implantación a nivel local, se procederá a cotejar los principales datos recabados.

En consecuencia, el siguiente análisis presenta los incentivos y barreras existentes para la actividad de cogeneración en el plano nacional; aquí se verifica que muchos de los alicientes y/o problemas mencionados en las diversas experiencias son compartidos, aunque también se constata la presencia de particularidades propias relevantes, especialmente en plano de las barreras para su desarrollo.

Incentivos

A lo largo del trabajo se ha recalcado los beneficios derivados del uso de esta tecnología en diversos ámbitos de incidencia: en el plano de lo económico, generando posibilidades nuevas de negocio e introduciendo mejoras de eficiencia en el proceso productivo que son plausibles de redundar en un aumento de la competitividad; en el plano de la gestión del sistema eléctrico, diversificándola y evitando gastos por concepto de uso de redes; o en el plano ambiental, evitando el aumento de los gases de efecto invernadero, mediante la utilización de combustibles alternativos o un uso más eficiente de los energéticos tradicionales. La mayoría de estos atributos son considerados por los actores interpelados como una buena razón para incurrir en la instalación de estos sistemas.

Es importante tener presente que los beneficios juegan un fuerte papel a la hora de atraer cogeneradores. En esta dirección, los hacedores de políticas energéticas son conscientes que -en el marco de desarrollo de programas de EE y/o de desarrollo industrial- las medidas de cogeneración a impulsar pueden aparejar beneficios para los distintos actores interesados: desde la esfera estatal, se continua expandiendo la diversificación de fuentes que componen nuestra matriz y se da un más eficiente de la energía, acorde a los preceptos impartidos por la PE; desde la ámbito privado, se reducen costos y se aumenta la competitividad de la empresa.

También es pertinente recalcar que las medidas e incentivos en pos de esta tecnología son prácticamente nulos y que las medidas por las que se desarrollaron los actuales establecimientos cogeneradores se derivaron de llamados que buscaban diversificar la generación de energía a partir de fuentes renovables no convencionales; aquí conviene aclarar que la PE, según palabras de sus ejecutores, en ningún momento se propuso otorgar subsidios para impulsar sus cometidos, en el entendido que una transformación en base a este tipo de incentivos no era sustentable en el tiempo. Por tanto, se verifica la inexistencia (intencional) de subsidios o estímulos económicos

específicos en materia de cogeneración, pero si la presencia de un marco global óptimo para su desarrollo.

En general, los lineamientos propuestos por la PE son valorados positivamente por la población entrevistada; éstos afirmaron ver con buenos ojos los cambios introducidos en la estructura energética nacional y consideraron que gran parte de ello se debió al respaldo institucional y político que hubo a lo largo del proceso de transformación. Estos cambios sucedidos también encontraron (y encuentran) un fuerte respaldo y sustento –institucional y económico– dentro de los tópicos imperantes en la agenda internacional, ya que la misma otorga principal relevancia a la adopción de medidas proactivas en materia de medio ambiente y energía.

Ahora bien, se puede aseverar que las transformaciones acontecidas son el resultado de acciones específicas. Dentro de las medidas sobresalientes de la PE (y a las cuales suscribieron los entrevistados), gran repercusión y penetración han tenido los lineamientos promovidos en pos del cambio de las pautas conductuales en torno al uso y ahorro de la energía. Si bien encontramos medidas de antaño que fomentaban su inclusión (un ejemplo de ello puede ser la Ley de Promoción y Protección de Inversiones que exoneran de impuestos a determinados tipos de tecnologías eficientes⁵⁶), las nuevas directrices han propiciado un campo más fértil para la germinación de hábitos y proyectos que vayan en dirección de ese tipo de mutaciones; es importante mencionar aquí el papel que ha jugado la concreción del Plan de Eficiencia Energética 2015-2024 para darle sostenibilidad a este tipo de transformación cultural, y las líneas de investigación promovidas en esta materia (el proyecto PROBIO o los recursos provenientes del Fondo Sectorial de Energía⁵⁷).

Otro de los aspectos valorados positivamente –y que puede oficiar como incentivo a la cogeneración– es la posibilidad de generación de energía por parte de privados; tal posibilidad ha sido bien vista, tanto desde la perspectiva de los organismos hacedores y reguladores de las políticas energéticas (y del negocio energético), así como la de los mismos generadores privados. Si bien esta no es una medida original de la PE, los principales avances en esta materia cobran relevancia con los procedimientos competitivos celebrados a raíz del Decreto N° 77/006 y 397/007, donde se fomenta la compra-venta de energía a través de fuentes alternativas sustentables de energía. Como resultado indirecto, se dio el desarrollo de proyectos de cogeneración asociados a la utilización de residuos de biomasa.

No obstante, los incentivos promovidos desde el Poder Ejecutivo no contemplan una medida específica de promoción más allá de la otorgada en el Decreto N° 354/009 por concepto de Utilización Eficiente de la Energía (en el marco de la Ley de Promoción y Protección de Inversiones)

56 Luego de la aprobación del Decreto N° 354/009, la actividad de cogeneración pasa a estar contemplada explícitamente por la Ley de Protección de Inversiones para recibir beneficios fiscales.

57 Convenio celebrado entre el MIEM-DNE, UTE, ANCAP y la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII) que tiene por objetivo profundizar la investigación en temas energéticos mediante dos modalidades: producción académica o investigación aplicada.

y, más recientemente, el Decreto N° 277/015 donde se le concede a la actividad la exoneración de los cargos de red y de potencia excedentaria. Por lo tanto, podemos concluir que los incentivos existentes no parecen tener como objeto principal de captación a la cogeneración, sino la adopción de otros tipos de medida de EE.

RESUMEN DE INCENTIVOS A LA COGENERACIÓN EN URUGUAY

- Lineamientos, programas y medidas derivados de la Política Energética 2005-2030 y el Programa de Eficiencia Energética 2015-2024;
- Decretos de compra-venta de energía eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales para generadores privados;
- Decretos N° 354/009 y N° 277/015: contemplación de la actividad en el marco la Ley de Promoción y Protección de Inversiones; exoneración de cargos de red y potencia excedentaria;
- Presión de la agenda internacional por un uso más sustentable de los recursos, y disponibilidad de fondos para proyectos de esta índole.

Fuente: elaboración propia.

Barreras

Anteriormente se utilizó la categorización de IEA (2009) para dar cuenta de los tipos de barreras encontrados en las distintas experiencias internacionales. Para el caso de Uruguay, veremos que las cuatro categorías se verifican en la realidad, adoptando algunas ciertas particularidades.

➤ *barreras económicas y de mercado:*

La información relevada respecto a las barreras económicas y de mercado constató la necesidad de justificar la sostenibilidad económica de este tipo de emprendimientos; sin una ecuación costo/beneficio redituable, la cogeneración no tiene razón de ser. El ejemplo más claro de tal situación lo brindan las empresas entrevistadas, en donde los establecimientos que actualmente cogeneran afirman que la viabilidad del negocio depende de la existencia de esta tecnología, mientras que la empresa que rechazó su instalación justificaba su accionar a partir de los elevados montos por concepto de adaptación tecnológica y precios (y disponibilidad) de los combustibles.

La cuestión de escala en la industria nacional constituye una variable determinante, ya que no sólo determina los requerimientos técnicos necesarios que hagan factible su funcionamiento, sino que puede condicionar su concreción a partir de otras variables tales como el acceso al capital, el combustible necesario o la reconversión tecnológica para el correcto funcionamiento de los sistemas.

Al tratarse de proyectos con un alto coste de inversión, es necesario prever cuál será el beneficio que el sistema le otorgará en caso de ser implementado, tanto en el plano de la eficiencia agregada al proceso productivo o, en caso de tener excedentes de generación de energía eléctrica, mediante el precio pagado por UTE por concepto de venta de energía; el precio (tarifa) de la energía eléctrica se convierte así en una variable clave para captar o desincentivar potenciales cogeneradores.

Esta limitación genera, a su vez, que las empresas pequeñas y medianas resulten poco atractivas para los estudios de ahorro de energía realizados por las ESCOS. Como la lógica de estas empresas es “cobrar una parte del ahorro generado a partir de las reformas” (Entrevistado N° 1 ESCOS, 2016), los establecimientos pequeños no representan grandes ganancias para ellos, quedando relegadas de antemano; aquí es visible la preferencia de industrias grandes y electrointensivas, ante lo que pueden ser las MIPYMES.

Otra cuestión importante viene dada por la relevancia que ocupa la energía dentro de la estructura de costos de las empresas, ya que la misma puede constituirse como una barrera al no dimensionarse su peso real y, por ende, no sopesar la opción de un uso más eficiente de la energía

a través de esta tecnología (o de cualquier otro tipo de medida de EE). Mientras que aquellas empresas que involucran grandes procesos productivos de carácter electrointensivo manifestaron ser conscientes de los altos costos en los que pueden incurrir, puede que el universo de las MIPYMES (no indagado por este trabajo) no lo considere como tal, desestimando su relevancia, más allá de que el gasto energético represente aproximadamente el 5% de los costos totales.

Centrando el análisis de las barreras asociadas a la disponibilidad y precios de los combustibles, las empresas manifestaron como obstáculo los costos por consumo de combustible que los sistemas insumen. La viabilidad de un proyecto de cogeneración no está condicionada únicamente por los costos de inversión, sino también por los costos de funcionamiento asociados al uso de combustible durante la vida útil del proyecto. En este marco, las empresas consultadas coincidieron en que cogenerar en base a combustibles fósiles es muy caro y, para el caso de la biomasa, el combustible debe ser el resultado de un proceso productivo propio y/o cercano territorialmente, dado que si fuese de otra forma encarecería su logística de abastecimiento. De esta manera, los actores del sector industrial (y en especial el Entrevistado N° 1 Potencial Cogenerador) suscriben a la preferencia de comprar energía que a cogenerarla, producto de la disponibilidad y precio del combustible.

Como una alternativa viable ante tal situación, se conjetura sobre la introducción del gas natural dentro de nuestra matriz energética, lo cual repercutiría favorablemente en el desarrollo de la cogeneración (especialmente en la de pequeña escala), ya que es un combustible óptimo para el funcionamiento de los sistemas: produce menos emisiones contaminantes y es más económico. De todas formas, los sucesos políticos acontecidos en el último tiempo alrededor de la instalación de la regasificadora en Puntas de Sayago, ha generado más incertidumbres que certezas sobre la concreción real de tal proyecto, repercutiendo negativamente entre aquellos potenciales cogeneradores que han planteado la viabilidad de un proyecto en función de este energético.

Por último, otro aspecto que merece ser enunciado es la vinculación existente entre la situación del sector de actividad económica al que el establecimiento pertenece, con el grado de penetración de la cogeneración y otras reformas en torno al ahorro de energía. En contextos sectoriales favorables, la introducción de mejoras de EE es vista con buenos ojos. En cambio, una situación adversa desplaza el grado de interés hacia otras preocupaciones «más relevantes», tal como lo señalaron actores del sector industrial. Esta conclusión parece no aportar información significativa (e incluso se podría hasta considerar lógico que en tiempos de dificultad económica se tienda a centrar la atención en otros asuntos); sin embargo, los actores relevados no consideraron la implementación de medidas de EE –entre ellas esta tecnología– como una forma de ahorro para el mediano plazo, sino que fue interpretada como un costo o pérdida, revelándose así una percepción negativa en torno a lo que es la introducción de medidas de EE.

➤ *barreras asociadas a la reglamentación vigente:*

Uno de los aspectos claves que consolidan a la cogeneración como una nueva alternativa eficiente y sustentable es el establecimiento de normas claras que regulen a la actividad. Como se vio en la bibliografía indagada, la existencia de un marco normativo condiciona la actitud de los potenciales cogeneradores; los casos en donde se sucedieron experiencias catalogadas como exitosas -al momento de evaluar las mismas- ponderan en mayor cuantía un marco regulatorio estable y flexible como instrumento de atracción de cogeneradores, antes que los incentivos de corte económico (la experiencia española es un claro ejemplo de ello).

Para el caso nacional, hay un consenso entre todos los actores interpelados en el que se concuerda la inexistencia de un marco regulatorio definido y claro, lo cual no otorga certezas para incurrir en los gastos que hacen a la actividad de cogeneración. Y es por ello que, tanto actores públicos y privados, consideran una necesidad de corto plazo la consolidación de un marco legal que regule a la actividad; sólo de esta manera es posible saber cuáles son las competencias de los actores involucrados, sus derechos y sus obligaciones.

Las fuentes consultadas en MIEM-DNE afirmaron estar centrando sus esfuerzos en la elaboración de un marco regulatorio que contemple específicamente a la actividad, más allá de la definición formal otorgada para la actividad mediante el Decreto N° 277/015, el cual declara la necesidad de elaborar un marco que regule a la actividad. Desde los organismos ejecutores de políticas, se ve con optimismo su concreción y se lo considera como una medida que puede llegar a asentar el desarrollo de la tecnología.

En el plano de las vinculaciones contractuales, los actores del sector privado manifestaron sentir una posición desfavorable al momento de establecer acuerdos negociados de manera bilateral entre el ente estatal UTE y sus empresas, especialmente a la hora de (re)negociar los precios de la tarifa y su variabilidad a lo largo del contrato. En relación a esto, los hacedores de política de MIEM-DNE concuerdan en que la incertidumbre y variabilidad del precio de la electricidad constituye una barrera para captar potenciales cogeneradores, mas no mencionan la existencia una situación desfavorable de los generadores privados en las instancias de negociación.

Como un último ítem constatado como barrera dentro de la reglamentación vigente, las empresas destacan la necesidad de agilizar los trámites de aprobación de los proyectos y anteproyectos, ya que los plazos manejados obran en contra de los intereses de los potenciales cogeneradores. Esta postura fue consultada ante UTE (empresa encargada de establecer los procedimientos de interconexión) y se alegó que los intereses privados no toman en cuenta algunas perspectivas más globales de la infraestructura del sistema eléctrico (especialmente la disponibilidad de red en el territorio que se encuentra el establecimiento), por lo que los proyectos deben ser monitoreados y validados; desde la óptica del ente estatal, los procedimientos de interconexión se realizan dentro de un plazo razonable.

➤ *barreras asociadas al alcance de las políticas y su difusión:*

Un aspecto relevante y transversal a todos los entrevistados constata que el actual nivel de cogeneración es el resultado de convocatorias e incentivos que iban en dirección de captar energías alternativas, pero que no tenían la intención directa de fomentar la actividad de cogeneración. Los ejemplos que ilustran este desarrollo se materializan a través de las convocatorias de compra-venta de los decretos N° 77/006 y N° 397/007, donde se permitía la generación a partir de residuos de biomasa.

Consecuentemente, se puede considerar que la adopción de medidas específicas en pos de su implementación es uno de los puntos más débiles dentro de la PE, y en especial dentro de las medidas impulsadas para el sector industrial a partir del Plan de Eficiencia Energética 2015-2024; recordemos que la cogeneración adquiere escasa relevancia dentro de lo que son las líneas de acción promovidas en la política energética vigente, lo cual se ha manifestado posteriormente a través de las exiguas acciones tendientes a su desarrollo.

De igual manera, puede constarse una subpromoción de la tecnología en leyes y/o decretos que serían óptimos para su inclusión; en este trabajo se hace alusión a la Ley de Parques Industriales donde sólo se incorpora a la generación compartida de energía eléctrica en el predio, sin incluir la térmica o la misma cogeneración.

Cuando se relevaron las opiniones sobre el futuro de esta tecnología, las mismas arrojaron posturas bastantes diversas. Algunos actores vieron con buenos ojos su desarrollo siempre que se den ciertas condiciones político-estratégicas favorables (introducción del gas natural, incentivos en otros sectores de actividad económica, etc.). En cambio, otros actores afirmaron que la actividad tiene escaso margen para su progreso, ya que los potenciales cogeneradores son los que actualmente cogeneran. A su vez, aquellos que afirmaron entender que el nivel es y será bajo, destacaron como posible causa la falta de incentivos de corte económico para su promoción; la carencia de este tipo de incentivo es vista como un obstáculo a menudo. Empero, las experiencias internacionales han destacado otras barreras más relevantes que los incentivos de corte económico para su prosperidad.

En el plano de la difusión de los aportes y beneficios que esta medida genera, se aprecia una tímida promoción. Las razones que podrían explicar tal situación pueden entenderse desde dos frentes estrechamente ligados: por un lado, los programas de EE han otorgado escaso espacio para difundir las virtudes que esta medida presenta, constituyendo una barrera importante para su desarrollo. Pero por otro lado, al vincularse la tecnología con un único sector económico de actividad por los requisitos que la misma demanda, es razonable que el espectro de difusión esté acotado a ciertos actores específicos por la simple inercia estructural del entorno; es decir, el conocimiento sobre las virtudes circula únicamente entre los “actores óptimos” definidos previamente, no permitiéndose el derrame de conocimiento hacia otros sectores o subsectores que, a priori, no serían adecuados.

Otro aspecto a destacar es el papel que juegan los organismos competentes en materia de asesoramiento y acompañamiento de los proyectos, fundamentalmente MIEM-DNE, UTE y la URSEA. Cada uno de estas instituciones cumplen funciones en distintos ámbitos; a grandes rasgos, MIEM-DNE se ocupa de establecer las líneas políticas a seguir, UTE la encargada del negocio eléctrico en sí, y la URSEA establece normas y requisitos técnicos que regulan las actividades vinculadas con los servicios energéticos y de agua. Si bien no fue indagado el alcance y ámbito de injerencia de cada institución, ni tampoco se buscó visualizar las maneras que tienen de operar y los niveles de coherencia y articulación entre las mismas, las entrevistas relevaron que –como obviamente se puede intuir a través de los fines de cada organización–, el fomento esta tecnología puede verse dificultado por los objetivos que cada una persigue. Mientras que a UTE le interesa los aspectos técnicos por el cual un (co)generador se inserta al Sistema Interconectado Nacional y los aportes que éste puede realizar a la red, MIEM-DNE focaliza su mirada en la forma en la que se utiliza la energía (co)generada; como resultado de ello, a UTE simplemente vela por los aspectos técnicos y económicos del negocio eléctrico, mientras que MIEM-DNE procura introducir mejoras en eficiencia al proceso productivo del establecimiento cogenerador. A modo de ilustrar este panorama en palabras de los entrevistados: “en sí en cogeneración, la verdad que la primera vez que vemos algo específico es en ese decreto [N° 277/015], que entre como por la ventana porque en realidad es un decreto de peajes, pero como le dice que a ellos [cogeneradores] le va a hacer – para el uso de la red– un tratamiento específico (...) Nosotros lo que simplemente, para aclarar, tenemos que preguntar quiénes son los que tienen el tratamiento diferencial, nos lo contesta MIEM-DNE y para nosotros se terminó ahí. ¿Cómo hizo MIEM-DNE para determinar este listado? No lo sabemos y tampoco –sólo por curiosidad académica tal vez– nos corresponde saberlo” (Entrevistado N° 1 UTE, 2016).

Dado este entramado, y a pesar que la articulación MIEM-DNE – UTE está valorada como satisfactoria por los actores entrevistados de ambas partes, las finalidades entre uno y otro pueden oficiar de barreras a la promoción de los sistemas de cogeneración. Esto ha sido manifestado por algunas de las empresas del rubro y por las ESCOS; las primeras han manifestado un escaso apoyo y/o acompañamiento durante las etapas previas a la consolidación del proyecto (incluso durante su funcionamiento), mientras que las segundas han señalado la rigidez con la que se maneja UTE a la hora de dar seguimiento a los procedimientos de interconexión con los cogeneradores: “lo que sí sé (...) [es que] hay una dificultad que impone UTE. No digo que esté mal porque la verdad es que no estoy especializado en eso, pero que es una barrera más a la cogeneración y que habría que ver cómo mitigarla. Para las industrias instalar una cogeneración (que es, digamos, autoproverse parte del suministro eléctrico) implica adecuar las instalaciones frente a UTE por una serie de requerimientos que imponen para que vos, además de recibir parte de la energía, puedas en paralelo generar parte de esa energía. Y eso tiene unos costos muy, muy altos; costos económicos y costos de tiempos y transaccionales” (Entrevistado N° 2 ESCOS, 2016).

Por último, nuevamente se puede constatar que las empresas entrevistadas relegan a un segundo plano la adopción de medidas de EE en contextos desfavorables. En este caso no sólo se

verifica una barrera asociada a la variable económica, sino que también se revela una percepción negativa de las políticas promotoras de EE en situaciones económicas adversas, al considerarse como un gasto innecesario o no relevante para la prioridad del negocio.

➤ *barreras técnicas:*

Las barreras mencionadas con mayor asiduidad pertenecen al espectro técnico, trascendiendo la capacidad de entendimiento de este trabajo. Sólo a modo de mención, en la indagación bibliográfica y entrevistas efectuadas se destacaron como trabas a su impulso el rubro de desempeño y el tamaño de producción del establecimiento, ya que a partir de ello será variable la tecnología a emplear o las adaptaciones a realizar, el tipo y disponibilidad de combustible a utilizar, y las necesidades energéticas demandadas (tanto eléctricas, calóricas y/o mecánicas) por el proceso de trabajo.

Más allá de los obstáculos de esa índole, una barrera que merece atención es la referida a la disponibilidad de capacidades técnicas para su instauración. Este tal vez sea el ítem menos consensuado, ya que se han vertido opiniones diversas. Mientras que una de las ESCOS consultadas (la otra empresa de servicios energéticos entrevistada no vertió una opinión concreta respecto al tema) considera que no hay capacidades suficientes para el manejo de esta tecnología, el sector académico señala que los sistemas de cogeneración no agregan ninguna complejidad en su manejo dentro del recinto industrial, por lo que un ingeniero puede encargarse de su operatividad; tal vez desde una perspectiva más macro del desarrollo industrial sí puede considerarse como un factor crítico la disponibilidad de recursos humanos capacitados, pero desde el punto de vista de la instauración y operatividad de los sistemas la formación es suficiente. Esto queda perfectamente ilustrado con lo dicho por el entrevistado del sector académico: “las capacidades son suficientes; lo que hace falta son tecnólogos que operen y asistan a los ingenieros” (Entrevistado N° 1 Academia, 2016).

Un punto asociado con las capacidades dentro de las empresas estudiadas verifica la presencia de personal especializado en temas energéticos. Si bien sólo uno de los entrevistados manifestó haberse especializado en cuestiones energéticas (en EE específicamente), esto debe ser tomado con cautela en la medida que la formación impartida a los ingenieros aborda de manera transversal esta temática (especialmente aquellos que optan por el perfil de ingeniería mecánica-industrial).

➤ *un obstáculo particular: las barreras de corte cultural:*

Las medidas de EE apuntan hacia un cambio cultural de las pautas en el uso de la energía, por lo que el éxito de la cogeneración puede estar condicionado por la aceptación de esas nuevas pautas.

La cogeneración, a diferencia de lo que puede ser la instauración de otra medida de EE como el calentamiento de agua a través de colectores solares o la iluminación eficiente a partir de lámparas LED, representa un caso particular dada su complejidad. Más allá de estas dificultades, los empresarios pueden presentar comportamientos condicionados por las barreras culturales existentes: acorde a lo expuesto desde el sector académico, pueden darse actitudes de «aversión al riesgo»⁵⁸: “otra cosa que tenemos en el Uruguay es que somos muy machetes, o la industria uruguaya suele ser muy machete porque prefiere contratar un ingeniero que ya haga todo: que sea ingeniero de planta, que hable con los proveedores (...) Pero, por ese lado sí diría que habría falta de personal. Ahora por el lado de la capacitación no, yo diría que no, la gente que sale de acá [FING-UdelaR] puede trabajar” (Entrevistado N° 1 Sector Academia, 2016).

Como barrera cultural aledaña a esta denominada «aversión al riesgo», es pertinente mencionar nuevamente que algunos de los actores del sector privado (en especial los entrevistados con rol de gerencia dentro de la empresa) manifestaron una percepción negativa sobre las medidas de EE, entendiéndolas como un gasto no prioritario, sin sopesar los ahorros y/o beneficios que la mismas pueden generar.

58 Este comportamiento supone el abandono o no injerencia en labores dotadas de incertidumbre, las cuales suponen un obstáculo para el desarrollo de cualquier tipo de actividad. Analizado este ítem desde una perspectiva más macro de los procesos de desarrollo, Albert Hirschmann –uno de los pioneros en la disciplina– entendía que los factores mentales condicionaban el desarrollo de una economía, en la medida que las individualidades tenían “expectativas exageradas y una preferencia personalizada por la liquidez” (Hirschmann, 1958).

BARRERAS A LA COGENERACIÓN HALLADAS EN URUGUAY

Económicas y de mercado	Asociadas a la reglamentación vigente	Asociadas al alcances de las políticas y su difusión	Técnicas	Culturales
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Coste de inversión, sostenibilidad económica. ➤ Precio y disponibilidad del combustible. ➤ Tarifa de la electricidad cogenerada y entregada a la red. ➤ Relación precio combustible / precio electricidad. ➤ Coyuntura país / sectorial. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Marco regulatorio inexistente. ➤ Requerimientos burocráticos. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Cogeneración implementada a partir de decretos que perseguían otros fines. ➤ Marco normativo indefinido y superfluo. ➤ Escasez de incentivos económicos. ➤ Desconocimiento o escasa difusión de sus beneficios. ➤ No difusión estadística de sus aportes. ➤ No articulación entre organismos competentes. ➤ No acompañamiento o en etapas previas o posteriores al proyecto. ➤ Difusión del beneficio que genera la eficiencia energética en coyunturas desfavorables. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Requisitos técnicos de: <ul style="list-style-type: none"> ➔ temperatura; ➔ volumen; ➔ cantidad de energía térmica demandada por el proceso productivo. ➤ No disponibilidad de gas natural (y/o precio competitivo del combustible). ➤ Sector de actividad económica de inserción. ➤ Disponibilidad de recursos humanos. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ No penetración de la cultura de eficiencia energética. ➤ «Aversión al riesgo» por parte de los industriales.

Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES PRELIMINARES

Dado el alcance de esta investigación, no es factible generalizar la aceptación y/o rechazo de las hipótesis delimitadas al inicio de este trabajo; la corroboración o refutación de las mismas sólo tienen un alcance parcial que puede servir como punto de partida para futuras problematizaciones.

Teniendo presente dicho alcance, a continuación se presentará su contrastación a la luz de las evidencias halladas.

➤ *hipótesis general de trabajo: hay un bajo nivel de desarrollo de los sistemas de cogeneración, en comparación con el potencial de desarrollo existente.*

HIPÓTESIS RECHAZADA: si bien las causas explicativas en el informe de diagnóstico del sector industrial brinda indicios como para explicar un posible bajo desarrollo de la cogeneración, dicho nivel es contrastado con el potencial existente en el territorio nacional. Acorde a lo detallado en la bibliografía consultada por el informe para determinar el potencial de desarrollo (y así poder realizar la comparación), se aprecia que toma como parámetro de referencia el documento utilizado en este mismo trabajo, en el cual se establecían los tres posibles escenarios de desarrollo de la cogeneración en el país: “Desarrollo de un Estudio del Potencial de Cogeneración en Uruguay” (Berglavaz *et al.*, 2009). Por lo tanto, esta constatación documental lleva a suponer que en realidad no se está ante un escenario de bajo nivel de desarrollo, sino todo lo contrario, al encontrarse cerca del escenario más optimista.

No obstante, el bajo desarrollo de estos sistemas puede ser interpretado –y avalado– desde otra perspectiva, en el entendiendo de que el país aún puede avanzar en ciertas áreas de relevancia para la cogeneración. Los ejemplos más notorios serían la superación de barreras anteriormente descritas que propiciarían el derrame de la tecnología hacia más industrias o sectores de la actividad económica nacional. Sin embargo, tales aspectos no son mencionados por el informe de consultoría, lo cual lleva a consolidar el rechazo de la hipótesis general del trabajo.

➤ *hipótesis adyacente n°1: para algunas industrias, costos de abastecimiento comparativamente menores del servicio público en relación con las inversiones necesarias para implementar la cogeneración.*

HIPÓTESIS ACEPTADA: los actores entrevistados y la bibliografía especializada destacan que el aspecto primordial que justifica el desarrollo de estos sistemas es su viabilidad económica. Un proyecto de cogeneración, dadas las tecnologías y combustibles disponibles en la actualidad, no se justifica por los altos costos en los que se incurriría (además de la necesidad de contar con una cantidad de requisitos técnicos para su óptimo funcionamiento), por lo que se prefiere el suministro de energía eléctrica por parte de UTE.

- *hipótesis adyacente n° 2: baja incidencia de la energía en los costos de muchas industrias.*

HIPÓTESIS ACEPTADA: dado que nuestro campo de estudio abarcó empresas de mediano y gran porte para la escala nacional, las mismas presentan como característica común su carácter electrointensivo, por lo que es usual encontrar una alta participación de la energía en la estructura de costos de este tipo de empresas.

Sin embargo, las ESCOS afirman que para las PYMES del sector industrial, los costos de energía suelen ser menores, por lo que no se plantean la introducción de sistemas de cogeneración. En esta línea, se requeriría un estudio en profundidad que evalúen el peso de la energía dentro de la estructura de costos de las PYMES y, en segundo lugar, la viabilidad de introducción de la cogeneración para emprendimientos de esta escala (fundamentalmente estudios que apunten a la instalación de sistemas de microcogeneración).

- *hipótesis adyacente n° 3: industrias carentes de profesionales con visión energética.*

HIPÓTESIS RECHAZADA: los estudios sobre el estado de situación de la actividad de cogeneración y su potencial de desarrollo en Uruguay señalan al sector industrial manufacturero como el más óptimo para la implementación de estos sistemas y, a su vez, coincide en que los subsectores industriales más idóneos (bebidas y tabaco, cuero, frigoríficos, lácteos, madera, alimenticias, papel y textil) son de corte electrointensivo, lo cual hace poco probable que los mismos no cuenten con recursos humanos capacitados en la gestión de la energía (fundamentalmente ingenieros).

Nuevamente, aquí debería examinarse los datos de composición de personal dentro de las PYMES, a modo de obtener una visión más global de la cuestión, lo cual es relevante producto del peso que tienen las PYMES en la composición del sector industrial nacional.

- *hipótesis adyacente n° 4: escaso interés de las escos en industrias de menor porte.*

HIPÓTESIS ACEPTADA: por la lógica imperante en el negocio de las ESCOS (de manera sintética: cobrar una parte del ahorro energético generado a partir de las mejoras introducidas en la empresa), la rentabilidad de los proyectos suele ser mucho mayor en las empresas electrointensivas y, por ende, las de mayor envergadura, por lo que su involucramiento con recintos industriales pequeños no suelen atraer la atención de las empresas asesoras en cuestiones energéticas.

A su vez, las ESCOS descartan que dado el actual panorama en materia de disponibilidad tecnológica, precio y suministro de combustibles y la relación precio electricidad vendida/precio combustible, se hace prácticamente inviable la introducción de la cogeneración a establecimiento del tamaño de las PYMES.

RESUMEN DE HIPÓTESIS

Hipótesis	Estado de verificación
<i>Hipótesis de trabajo:</i> hay un bajo nivel de desarrollo de los sistemas de cogeneración, en comparación con el potencial de desarrollo existente.	Rechazada
<i>Hipótesis adyacente N° 1:</i> para algunas industrias, costos de abastecimiento comparativamente menores del servicio público en relación con las inversiones necesarias para implementar la cogeneración.	Aceptada
<i>Hipótesis adyacente N° 2:</i> baja incidencia de la energía en los costos de muchas industrias.	Aceptada
<i>Hipótesis adyacente N° 3:</i> industrias carentes de profesionales con visión energética.	Rechazada
<i>Hipótesis adyacente N° 4:</i> escaso interés de las ESCOS en industrias de menor porte.	Aceptada

Reflexiones Finales

El objetivo primordial de este trabajo consistió en constatar la veracidad del bajo nivel de desarrollo de la cogeneración en comparación con el potencial disponible en Uruguay, planteado por un informe interno de diagnóstico sobre políticas energéticas para el sector industrial nacional. Para poder abordar tal problemática, se requirió un análisis profundo que lograra entender cuáles eran las lógicas técnicas, económicas y políticas que podían afectar el desarrollo de una tecnología y medida de EE ligada fuertemente al campo de la ingeniería.

Debido al alcance de este informe y la complejidad intrínseca de los procesos de cogeneración, no es válido tomar como afirmaciones exhaustivas las conclusiones alcanzadas por este trabajo; para que así lo fuera, se debería ampliar el espectro de informantes calificados consultados y el proceso de análisis debería ser contemplado desde una óptica multidisciplinaria, que involucre a las áreas económicas, ingenieriles, jurídicas y sociales.

Salvada esta condición, el trabajo tuvo por resultado la refutación parcial de su premisa base, presentando evidencia en la cual se constata que Uruguay tiene un nivel de desarrollo de la cogeneración satisfactorio en relación a los escenarios de potencial más optimistas.

No obstante, a la luz de los datos presentados a lo largo este trabajo (y a modo de no entrar en falta con el cumplimiento del objetivo general propuesto), se puede discutir la veracidad del rótulo “bajo nivel de desarrollo”.

En primer lugar, la concentración de la cogeneración está en manos de dos empresas multinacionales, que adquieren un tinte atípico dentro de lo que es la estructura productiva nacional debido a las cuantiosas inversiones necesarias para su instalación, los altos niveles de producción y sus elevados requerimientos energéticos; como resultado, estas dos empresas concentran casi el 85% de la potencia instalada en cogeneración.

En segundo lugar, esta concentración no sólo se manifiesta a nivel de las empresas, sino que también dentro del rubro y sector de actividad económica. Las empresas que actualmente cogeneran pertenecen al sector manufacturero, situadas generalmente dentro del rubro forestal y de la celulosa.

En virtud del primer y segundo apunte, es posible inferir la alta concentración existente en manos de dos o tres subsectores industriales. Desde esta perspectiva, el bajo desarrollo se justifica desde una concentración de unos pocos sectores respecto al resto.

Tercero, es posible encontrar razones explicativas al bajo desarrollo que van más allá de las enunciadas por el informe diagnóstico. Aquí se pueden mencionar las barreras de corte económico y de mercado (costos de inversión y operación), la barreras asociadas a la reglamentación vigente

(lo cual demostró ser factor clave para aumentar el parque cogenerador), las barreras derivadas de las políticas adoptadas (escaso fomento de la misma), los condicionantes técnicos (disponibilidad de combustibles propicios para su operatividad) y las trabas de corte cultural (no introducción de mejoras de EE). Todas estas condicionantes podrían explicar un eventual bajo desarrollo, siempre que las mismas puedan verse sorteadas; un ejemplo práctico que permite ilustrar este punto sería la introducción del gas natural en nuestra matriz energética a un precio competitivo: tal combustible es óptimo para el funcionamiento de los motores asociados a la microgeneración, por lo que su inclusión significaría, posiblemente, un aumento de las centrales microgeneradoras para otros rubros industriales (u otros sectores económicos del país, como el de comercio y servicios o el residencial).

En este sentido, las estrategias para abordar las barreras que se presenten pueden ser diversas y, al tratarse de una tecnología tan compleja, se requiere que cada proyecto sea tratado de un modo diferencial, por lo que el establecimiento de medidas comunes o réplicas pueden llevar al fracaso. De todas maneras, la *IEA* (2009) delimitó tres factores críticos que deberían ser contemplados al momento de elaborar directrices estratégicas:

- creación de una unidad o agencia encargada de abordar la temática;
- elaboración y adopción de un marco estratégico de largo plazo que guíe la práctica de cogeneración; y,
- niveles de apropiación adecuados, con el fin de que las políticas alcancen un mayor grado de penetración y desarrollo en las diferentes escalas de gobierno.

Al día de hoy, estas directrices estratégicas parecen encontrarse omisas entre los principales programas y medidas de EE impulsadas.

Por lo tanto, y a modo de resumen, el grado de avance de la cogeneración es satisfactorio acorde al potencial disponible, siempre que no se introduzcan cambios significativos en la estructura productiva y energética del país, lo cual haría variar los escenarios futuros de desarrollo. Sin embargo, desde los organismos competentes en materia energética, se podrían propiciar cambios en el sentido propuesto por la *IEA* (*ídem*), estableciendo un rumbo estratégico acorde con los preceptos imperantes de la política energética vigente, y así poder ir identificando y/o derribando las barreras existentes. También sería pertinente abordar, en futuras investigaciones, el campo de la cogeneración aplicada al universo de las MIPYMES, ya que estas presentan un comportamiento diferencial a lo abordado en este trabajo, y además son el tipo de establecimiento que predomina –por amplio margen– dentro del sector industrial nacional.

PERSPECTIVAS DE FUTURO

El relevamiento de información realizado sobre el estado de situación de la cogeneración en Uruguay arroja algunos datos relevantes que pueden tener significación futura para la implementación de directrices públicas.

En primer lugar, los datos cotejados sobre el nivel de desarrollo actual no están muy lejos de las estimaciones realizadas para el tercer escenario presentado en el informe “Desarrollo de un Estudio de Potencial de Cogeneración en Uruguay” (Berglavaz *et al.*, 2009) en el cual se establecía un potencial de 505 MW.

De todas formas, las voces implicadas no otorgan una visión consensuada de los hechos, ya que para algunos el nivel sigue siendo bajo en relación al potencial disponible, y para otros ya se alcanzó el límite superior de potencia instalada, salvando situaciones excepcionales donde se podría seguir incrementando; como se mencionó, la seguridad de abastecimiento a partir de la introducción del gas natural permitiría un desarrollo de los sistemas a partir de otros tipos de tecnologías de cogeneración (fundamentalmente la microcogeneración) en otros subsectores del plano industrial, y especialmente en el sector comercial y de servicios.

Segundo, hay que tener en cuenta que la estimación de los escenarios de potencia instalada es resultado de una metodología particular aplicada a un contexto determinado. Como vimos, el potencial que se utiliza como elemento de análisis fue publicado en el año 2009, por lo que muchas de las condiciones socioeconómicas de aquel entonces han cambiado. Tal situación revela la necesidad de contar con metodologías e informes actualizados, con el fin de obtener resultados más robustos en las investigaciones y a partir de ello pensar nuevas medidas de política pública de cara al futuro.

Tercero, sopesar que la adhesión de los actores a las medidas de EE, y fundamentalmente a las de cogeneración, dependen sensiblemente del marco normativo y la coyuntura nacional y/o sectorial existentes. Ante contextos de variabilidad o incertidumbre normativa, o ante situaciones económicas adversas, la adopción de posturas conservadoras de los potenciales receptores es más frecuente, por lo que los organismos deben evaluar el momento en que los lineamientos son propuestos a modo de no incurrir en posibles fracasos.

Como cuarto aporte, es destacable el *quorum* en torno a las virtudes de la política vigente. Entre los lugares comunes a destacar, se resaltó la capacidad política para aprovechar la coyuntura favorable para el cambio del rumbo energético del país.

Sin embargo, la PE está cerca de cumplir 10 años desde su aprobación, por lo que es momento de evaluar y repensar los objetivos desde una perspectiva integral y prospectiva. Para que ello tenga lugar, seguramente será necesario:

- rever los incentivos imperantes en función de los logros a consolidar: gran parte de los cambios merecen ser inducidos a través de incentivos, los cuales deben ser coherentes con los lineamientos estratégicos definidos y a definir. En este marco, se debe contemplar la posibilidad de cogenerar a partir de combustibles fósiles, ya que en la definición propuesta por el Decreto N° 277/015 están contemplados como energéticos para la actividad (no hay ningún requisito directo que los excluya), lo cual entra en contradicción con el impulso de las fuentes renovables no convencionales impulsadas por las líneas más genéricas de los programas de EE, en el marco de la PE.

También será necesario manejar cierta cintura ante las contingencias que se sucedan, de modo que la planificación realizada no sufra un revés que no pueda ser superado. Este punto es muy relevante para la cogeneración: la tecnología en cuestión requiere que la normativa sea estable para garantizar la atracción de los potenciales cogeneradores, pero también necesita una flexibilidad regulatoria que logre incorporar y adaptar los cambios derivados del avance tecnológico que la misma requiere. Tal vez, una de las situaciones críticas que deben ser pensadas a futuro se relaciona con los incentivos para la renovación de los contratos, sopesando los pareceres de los generadores privados, UTE y la estrategia energética del país.

- El desarrollo e implementación de los incentivos deben encontrar respaldo dentro de un marco estratégico macro (léase plan de desarrollo o estrategia país): en este entendido, los programas comprendidos dentro de una política energética deben ser transversales a las políticas de desarrollo industrial impulsadas⁵⁹, que a su vez deberían encontrarse situadas dentro de una matriz de desarrollo nacional, conformando un «todo» que se vincula y retroalimenta en diversas direcciones.
- Para que esto sea plausible, será importante definir los «cometidos país»: para qué, cómo y cuándo (esto último mediante el establecimiento de un ruta crítica⁶⁰). Tal proceso deberá ser consolidado mediante la deliberación de ideas y la obtención de consensos perdurables. Para todo esto, será necesario metas conjuntas a nivel político que tiendan hacia la consolidación efectiva de lo que podría denominarse como política de Estado.
- Por último, en el marco de este debate en torno a la planificación estratégica del país, se hace imperioso –entre otras cuestiones– repensar las formas que adopta o adoptará el sistema energético nacional y, en especial, la reestructura que experimentará el sector eléctrico.

59 Se menciona específicamente el plan de desarrollo industrial por dos motivos: por un lado, se puede aprovechar la competencia del MIEM en el área energética (DNE) e industrial (DNI) para generar sinergias de trabajo; y, por otro lado, se considera como un deber la elaboración de una política macro que guíe el desarrollo industrial en el mediano y largo plazo.

60 Por ruta crítica se entiende a la trayectoria que cursan las distintas fases de una actividad, directriz o programa establecido –sopesando eventuales contratiempos– de la manera más óptima posible.

Referencias Bibliográficas

- ACHEE-Agencia Chilena de Eficiencia Energética (2017). *¿Qué es la cogeneración? Contexto*. Recuperado de <http://www.cogeneracioneficiente.cl/contexto/>
- ADME-Administración del Mercado Eléctrico (2016). *Informe anual 2015*. Recuperado de <http://latorre.adme.com.uy/mmee/pdf/informes/anual/InformeAnual2015.pdf>
- ADME-Administración del Mercado Eléctrico (s.f.). *Diccionario de conceptos*. Recuperado de http://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_541/Diccionario_conceptos.pdf
- ANCAP-Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (2017). *Exploration and Production of Hydrocarbons. Uruguay Round 2009*. Recuperado de <https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/2429/3/innova.front/uruguay-round-2009.html>
- Batthyány, K. y Cabrera, M. (coords.), Alesina, L., Bertoni, M., Mascheroni, P., Moreira, N., Picasso, F., Ramírez, J. y Rojo, V. (2011). *Metodología de la investigación en Ciencias Sociales. Apuntes para un curso inicial*. Montevideo: CSE-UdelaR.
- Berglavaz, M., Castelli, M., Garmendia, M., Fossati, J. P. y Thomsen, N. (2009). *Desarrollo de un estudio de potencial de cogeneración en Uruguay*. Montevideo: MIEM-DNE.
- Bértola, L. y Bertoni, R. (2014). Sinuosa y convulsa: la economía uruguaya en el último medio siglo. En: *Uruguay + 25*. Montevideo: Ediciones Trilce.
- Bértola, L. y Bittencourt, G. (Lara, C. y Segantini, M. colaboradores) (2014). *Un balance histórico de la industria uruguaya: entre el "destino manifiesto" y el voluntarismo (45-71)*. Montevideo: MIEM/FCS-UdelaR.
- Bertoni, R. (2010). *Energía y desarrollo: la restricción energética en Uruguay como problema*. (Tesis inédita de doctorado). Facultad de Ciencias Sociales, UdelaR, Montevideo, Uruguay.
- Bertoni, R. (2016). *El modelo energético de la "Suiza de América" como problema. Aportes de un análisis sectorial del consumo en Uruguay*. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/268339534_El_modelo_energetico_de_la_Suiza_de_America_como_problema_Aportes_de_un_analisis_sectorial_del_consumo_en_Uruguay
- Bertoni, R. y Román, C. (2006). Energía y desarrollo: la transición energética en Uruguay (1882-2000). *Boletín de Historia Económica*, 4(5), 19-31.
- Bertoni, R., Echinope, V., Gaudioso, R., Laureiro, R., Loustaunau, M. y Taks, J. (2010). *La matriz energética: una construcción social*. Montevideo, UdelaR.

- BID-Banco Interamericano de Desarrollo (2017). *IDBx: IDB10x. Datos para la efectividad de las políticas públicas*. Recuperado de <https://courses.edx.org/courses/course-v1:IDBx+IDB10x+T32017/pdfbook/0/>
- CAF-Banco de Desarrollo de Latinoamérica (2014). *Estudio: acciones y proyectos que contribuyan a la protección del Medio Ambiente y a la mitigación del Cambio Climático a través de la cogeneración en la industria de Uruguay, Colombia y México*. Bogotá: PWC.
- Caldes, L. (2012). *Políticas energéticas en el Uruguay de finales de siglo XX*. (Tesis inédita de grado). Facultad de Ciencias Sociales, UdelaR, Montevideo, Uruguay.
- CE-Comisión Europea (2000). *Libro Verde. Hacia una estrategia europea de seguridad en el abastecimiento energético*. Bruselas: Unión Europea.
- CE-Comisión Europea (2011). *Plan de Eficiencia Energética 2011*. Bruselas: Unión Europea.
- CE-Comisión Europea (2015). *EU energy in figures. Statical pocketbook 2015*. Luxemburgo: Publications Office of the European Union.
- CEPAL (2009). *Situación y perspectivas de la eficiencia energética en América Latina y el Caribe*. Santiago de Chile: Naciones Unidas.
- CEPAL (2011). *Eficacia institucional de los programas nacionales de eficiencia energética: los casos del Brasil, Chile, México y el Uruguay*. Santiago de Chile: Naciones Unidas.
- CEPAL (2013). *Eficiencia Energética en América Latina y el Caribe: Avances y Desafíos del Último Quinquenio*. Santiago de Chile: Naciones Unidas.
- CEPAL (2016). *Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Una oportunidad para América Latina y el Caribe*. Santiago de Chile: Naciones Unidas.
- CEPAL (2017). *Las Energías Renovables No Convencionales en la Matriz de Generación Eléctrica. Tres Estudios de Caso*. Santiago de Chile: Naciones Unidas.
- Chamorro-Camazón, C. (2008). Energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos. Estado actual y perspectivas a nivel mundial. *Tecnología energética*, 84(1), 44-51.
- Cogen Europe (2017). *What is cogeneration?* Recuperado de http://www.cogeneurope.eu/what-is-cogeneration_19.html
- Corbetta, P. (2007). *Metodología y técnicas de investigación social*. Avaraca, Madrid: McGraw-Hill/Interamericana de España.
- Dubrovsky, H. y Ruchansky, B. (2010). *El desarrollo y la provisión de servicios de infraestructura: la experiencia de la energía eléctrica en Uruguay en el período 1990-2009*. Santiago de Chile: CEPAL-Naciones Unidas.
- FB-Fundación Bariloche (2011). *Economía de la Energía*. CEFIR/FB.

- FENERCOM-Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (2010). *Guía de la cogeneración*. Recuperado de <https://www.fenercom.com/pdf/.../Guia-de-la-Cogeneracion-fenercom-2010.pdf>
- FENERCOM-Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (2012). *Guía básica de microcogeneración*. Recuperado de <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-basica-de-Microcogeneracion-fenercom-2012.pdf>
- Garmendia, M. (2012). *Diseño de instrumentos de mercado para captar el potencial de cogeneración en Uruguay*. Montevideo: MIEM-DNE.
- Garmendia, M. (2013). *Diseño de instrumentos de mercado para captar el potencial de cogeneración en Uruguay. Análisis de normativas de cogeneración internacionales*. Montevideo: MIEM-DNE.
- Grupo de Generación Distribuida-Departamento de Potencia-FING-UdelaR (2006). *Generación distribuida en el Uruguay: evaluación de fortalezas, oportunidades y tratamiento regulatorio*. Montevideo: Programa de Desarrollo Tecnológico-MEC.
- Hirschmann, A. (1958). *La estrategia del desarrollo económico*. México: Fondo de Cultura Económica.
- Honty, G. (2016). La Convención de Cambio Climático de París: un acuerdo sobre nuevas bases. Bizzozero, L. y Fernández, W. (eds.) (2016). *Anuario política internacional y política exterior 2015-2016. Migraciones, geopolítica, derechos humanos en la construcción de nuevos acuerdos espaciales*. Montevideo: UdelaR.
- Hunt, S. y Shuttleworth, G. (1996). Unlocking the grid. IEEE Spectrum. Citado en: Fernández Pérez, J. C. (2002). *Análisis y evaluación de mercados eléctricos liberalizados a escala internacional*. (Tesis inédita de maestría). Escuela Técnica Superior de Ingeniería-Universidad Pontificia Comillas, Madrid.
- IDAE-Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (2007). *Biomasa. Producción eléctrica y cogeneración*. Madrid: IDAE.
- IDAE-Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (2012). *Mapa tecnológico: calor y frío renovables*. Recuperado de http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Calor_y_Frio_Renovables_Biomasa_11012012_global_v2_09570f12.pdf
- IDAE-Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (s.f.). *Análisis del potencial de cogeneración de alta eficiencia en España 2010-2015-2020*. Recuperado de http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Informe_Potencial_Cogeneracion_en_Espana_7083bc9d.pdf
- IEA-International Energy Agency (2008). *Combined heat and power. Evaluating the benefits of greater global investment*. París: OECD-IEA.

- IEA-International Energy Agency (2009). *Cogeneration and district energy. Sustainable energy technologies for today ...and tomorrow*. Paris: OECD-IEA.
- IEA-International Energy Agency (2015). *Indicadores de Eficiencia Energética: Bases Esenciales para el Establecimiento de Políticas*. París: OECD/IEA.
- IEA-International Energy Agency (2016). *World Energy Outlook 2016*. Paris: OECD/IEA.
- Kolanowski, B. F. (2003) *Small-scale cogeneration handbook*. California: The Fairmont Press.
- Lanzilotta, B. (coord.), Cobas, P. y Rego, S. (2013). *Construcción de escenarios socioeconómicos 2012-2035 para prospectiva energética*. Montevideo: CINVE.
- Mattos, C. (2011). *Matrices de síntesis sectoriales por medida*. Montevideo: Fundación Bariloche.
- MEE-Ministerio de Energía y Minería - Presidencia de la Nación (2007). Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía. *Boletín Oficial*, 31.309, 4-6.
- Méndez, R. (2008). *Informe final de la consultoría sobre energía en el marco del Plan Estratégico Nacional en Ciencia, Tecnología e Innovación*. Montevideo: PENCTI.
- Méndez, R. (2017). Nuevo paradigma energético. *Conferencia TEDx Montevideo 2017*. Recuperado de <https://www.youtube.com/watch?v=pRIa6832hrs>
- MIEM-DNE (2009). *Estudios de base para el diseño de estrategias y políticas energéticas: relevamiento de consumos de energía sectoriales en términos de energía útil a nivel nacional. Informe sector industrial*. Montevideo: MIEM-DNE.
- MIEM-DNE (2009). *Política Energética 2005-2030*. Recuperado de <http://www.dne.gub.uy/documents/49872/0/Pol%C3%ADtica%20energ%C3%A9tica%202005-2030?version=1.0&t=1378917147456>
- MIEM-DNE (2015). *Consumo y uso de la energía en la industria. Datos 2014*. Recuperado de http://www.dne.gub.uy/documents/15386/7565677/folleto_informe_ind_2014_pdf.pdf
- MIEM-DNE (2015). *Decreto 277/015*. Recuperado de <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/277-2015>
- MIEM-DNE (2015). *Plan Nacional de Eficiencia Energética 2015-2024*. Recuperado de <http://www.miem.gub.uy/documents/10192/0/Plan%20Nacional%20de%20Eficiencia%20Energetica.pdf>
- MIEM-DNE (2016). *Balance Energético Nacional 2015*. Recuperado de <http://www.miem.gub.uy/documents/15386/8754206/1.1%20Libro%20BEN%202015.PDF>
- MIEM-DNE (2017). *Balance Energético Preliminar 2016*. Recuperado de <http://www.miem.gub.uy/documents/15386/10033868/Balance%20Preliminar%202016.xlsx>

- MIEM-DNE (2017). Matrices consolidadas. Años 2000-2009. En: *Balance Energético Nacional Uruguay*. Recuperado de: <http://www.miem.gub.uy/documents/15386/8754206/5.5%20Matrices%202000-2009.xls>
- MIEM-DNE (2017). Matrices consolidadas. Años 2010-2015. En: *Balance Energético Nacional Uruguay*. Recuperado de: <http://www.miem.gub.uy/documents/15386/8754206/5.6%20Matrices%202010-2015.xls>
- MIEM-DNE, MVOTMA-DINAMA y AECID (2013). *Informe: Medio Ambiente y Energía en Uruguay. Aspectos de la temática energética desde una visión ambiental*. Montevideo.
- MIET-Ministerio de Industria, Energía y Turismo - España (2014). Real Decreto 413/2014-Actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. *Boletín Oficial del Estado*, 140, 43876.
- Moraes, M. I. (2008). *La transformación capitalista (1860-1914)*. Moraes, M. I. (2008). *La pradera perdida. Historia agraria y economía en el Uruguay 1760-1970*. Montevideo.
- OLADE-Organización Latinoamericana de Energía (2011). *Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe. Uruguay*. ONUDI.
- OLADE-Organización Latinoamericana de Energía (s.f.). *Cogeneración, economía y medio ambiente*. Recuperado de <http://www.olade.org/sites/default/files/coordinaciones/observatorio/COGENERACION%20C3%93N.pdf>
- Parlamento Europeo (2004). Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo. *Diario Oficial de la Unión Europea*, 52, 50-60.
- Parlamento Europeo (2016). *Ficha técnica sobre la Unión Europea. La eficiencia energética*. Recuperado de http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/es/displayFtu.html?ftuId=FTU_5.7.3.html
- PNUD-Uruguay (2008). *Desarrollo Humano en Uruguay 2008. Política, políticas y Desarrollo Humano*. Montevideo: PNUD-Uruguay.
- PROBIO-Producción de Electricidad a partir de Biomasa (2017). *Plantas en operación*. Recuperado de <http://www.probio.dne.gub.uy/cms/index.php/generacion/plantas-de-operacion>
- Proyecto TECH4CDM (2009). *La cogeneración en Argentina*. Recuperado de <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00284.pdf>
- Proyecto TECH4CDM (2009). *La cogeneración en Chile*. Recuperado de <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00287.pdf>
- Proyecto TECH4CDM (2009). *La cogeneración en México*. Recuperado de <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00285.pdf>

- Proyecto TECH4CDM (2009). *La cogeneración en Perú*. Recuperado de <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00286.pdf>
- Rama, M. (1990). Crecimiento y estancamiento económico en Uruguay. *Trayectorias Divergentes. Comparación de un siglo de desarrollo económico latinoamericano y escandinavo* (115-143). Santiago: CIEPLAN-Hachette.
- Santos, C., Narbondo, I., Oyhantçabal, G. y Gutiérrez, R. (2013). Seis tesis urgentes sobre el neodesarrollismo en Uruguay. *Contrapunto*, 2, 13-32. Recuperado de http://www.extension.udelar.edu.uy/wp-content/uploads/2016/12/02_contrapunto_numero_2_junio_todo.pdf
- Secretaría de Energía-Estados Unidos de México (2014). *Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014-2018*. Recuperado de <http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/224/PRONASEpendt.pdf>
- Tafernaberry, C. M. (1998). *Desafíos y reestructura del sector eléctrico uruguayo. El nuevo marco regulatorio*. Montevideo: CERES.
- Travieso, E. (2015). Energía, luces y sombras de la industria uruguaya, 1943-1954. *XXX Jornadas Anuales de Economía. Banco Central del Uruguay*. Montevideo.
- URSEA-Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (2015). *Energía eléctrica. Texto compilado de normativas de URSEA*. Recuperado de http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/4918e08041cad013b2b0f22c8d0a962d/TCN2+URSEA+Energia+Electrica+2015+04.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=4918e08041cad013b2b0f22c8d0a962d
- Uruguay XXI (2014). *Energías renovables. Oportunidades de inversión*. Recuperado de <http://www.uruguayxxi.gub.uy/inversiones/wp-content/uploads/sites/3/2014/07/Informe-de-energias-renovables.pdf>
- Vignolo, M. (2013). El sector eléctrico: situación y perspectivas. *Ciclo de discusión de políticas públicas organizada por la Universidad ORT Uruguay y CAF*. Recuperado de <https://www.youtube.com/watch?v=RTfJoIJF8Eg&t=3044s>
- Vignolo, M., Oroño, D. y Zilli, C. (2014). *Análisis del modelo regulatorio uruguayo y perspectivas de largo plazo*. Punta del Este: Integracrer.
- Vignolo, M., Oroño, D. y Zilli, C. (2015). Adecuación del modelo regulatorio del mercado eléctrico uruguayo. V *Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía 2015*, Medellín.

Anexo

RESUMEN DE LA TRAYECTORIA NORMATIVA (Y OTROS HITOS RELEVANTES) EN LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL INDAGADA

Europa

PAÍSES	<i>Avance de la normativa y medidas implementadas</i>	
Unión Europea	2000: Libro Verde de la Comisión Europea:	cogeneración como una tecnología capaz de dar seguridad al abastecimiento de energía eléctrica.
	2002: Dictamen del Parlamento Europeo:	suscribe a lo declarado en el Libro Verde y hace mención a los beneficios de la tecnología en relación al Cambio Climático.
	2004: Directiva 2004/8/CE:	establecimiento de una definición y metodología que sirva de referencia a la comunidad.
	2006: Plan de Acción para la Eficiencia Energética “Realizar el Potencial”:	lineamientos generales en materia de eficiencia energética, con mención directa a la cogeneración.
	2006: Directiva 2006/32/CE:	actualización de la directiva 2004/8/CE. Los principales cambios giran en torno a modificaciones en la metodología de cálculo, la promoción de la «cogeneración de alta eficiencia» para el sector industrial, y «cogeneración» para el sector comercial y de servicios.
	2011: Decisión de Ejecución CE:	precisión del concepto de «cogeneración de alta eficiencia»: ahorro energético superior al 10%.
	2012: Directiva 2012/27/CE:	directiva sobre eficiencia energética: obligación por parte de los Estados miembros de notificar la viabilidad de los emprendimientos de cogeneración, una evaluación costo/beneficio y sus respectivos impactos, y una actualización del potencial a desarrollar. Esta directiva deja sin efecto la 2004/8/CE y sus posteriores modificaciones.
Alemania	Hasta 2009:	bonos remunerados.
	Desde 2012:	bonos diferenciales para aquellos que posean «cogeneración de alta eficiencia».
	Otros hitos:	bonos por concepto de tecnologías eficientes y pro-mitigación al Cambio Climático.
		compensación por evitar uso de red.
	prioridad en la conexión.	
	establecimiento de una cuota obligatoria de fuentes renovables.	

España	1982: Real Decreto N° 907/1982:	decreto reglamentario de la Ley N° 18/1980 que hace mención explícita al fomento de la tecnología; tuvo escaso éxito.
	1994: Real Decreto N° 2366/1994:	decreto reglamentario de la Ley del Sector Eléctrico que establece un marco regulatorio para la actividad. A posterior, el mismo fue catalogado como exitoso por dotar de certidumbre el abastecimiento de energía eléctrica y propiciar el comportamiento inversor.
	1998: Real Decreto N° 2818/1998:	decreto reglamentario de la Ley N° 54/1997 que establece la obligatoriedad de «autoconsumo» entre un 30 a 50% de la energía cogenerada; tuvo un impacto negativo.
	2006: Real Decreto Ley N° 7/2006:	eliminación de la categoría de «autoconsumo»; establecimiento de una prima por encima del precio de mercado. Ambas medidas repercuten positivamente.
	2014: Real Decreto N° 413/2014:	necesidad de amparar a la cogeneración (y otras fuentes renovables) bajo un régimen especial.
Reino Unido	2001: Programa de Garantía de Calidad de Cogeneración:	el programa <i>CHPQA</i> fue creado por el gobierno británico con el fin de establecer una metodología común de cálculo, evaluar la viabilidad de los proyectos y facilitar el acceso a inversiones.

Fuente: elaboración propia a partir de CE (2000, 2011 y 2015), FENERCOM (2010), Garmendia (2013), IDAE (s.f.) e IEA (2008 y 2009).

América Latina y El Caribe

PAÍSES	<i>Avance de la normativa y medidas implementadas</i>	
Argentina	1994: Resolución Secretaría de Energía:	Presenta la definición de cogenerador y se establece como condición de mínimo una potencia instalada igual o superior a 1 MW.
	2007: Decreto N° 140/2007:	a través del Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía se consolida un marco general para el fomento de la actividad.
Bolivia	Otros hitos:	Centro de Promoción de Tecnologías Sostenibles: relevancia institucional del centro en los recientes emprendimientos.
Chile	1997: Reglamento General del Sector Eléctrico:	primeras conceptualizaciones de cogeneración, pero no distinguiéndola de la generación convencional. Requisito de capacidad instalada de generación superior a 9 MW.
	2005: Decreto Supremo N° 244/2005:	definición de cogeneración.
	2006: Decreto con Fuerza de Ley N° 4:	se introduce la categoría «cogeneración eficiente», entendiéndose a aquella que tenga un rendimiento energético elevado y la potencia suministrada al sistema sea menor a 20 MW.
	2008: Programa País de Eficiencia Energética:	aborda el tema introduciendo información referente al potencial de desarrollo y las barreras que enfrenta.
	2015: Decreto Supremo N° 101/2015:	introduce modificaciones sobre el Decreto Supremo N° 244/2005.
	Otros hitos:	Programa 4e Chile: programa conjunto entre la cooperación alemana y el gobierno chileno abocado a la investigación aplicada al rubro hospitales. Agencia Chilena de Eficiencia Energética: la ACHEE en su “Programa de Fomento a la Cogeneración” ha realizado capacitación de recursos humanos y propiciado mecanismos de planificación de este tipo de emprendimientos
Colombia	1996: Resolución de la CREG:	primera reglamentación sobre la actividad.
	2008: Ley N° 1215 (Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía):	definición de los conceptos de “cogeneración” y “cogenerador”.
	2010: Resolución N° 5/2010 de la CREG:	creación de un marco regulatorio propio para la cogeneración.
	Otros hitos:	Financiera de Desarrollo Territorial S.A.: rol importante en las etapas de preinversión e inversión de los proyectos de cogeneración.

Cuba	2006: “Revolución Energética”:	nuevos lineamientos en pos de transformar la estructura energética del país y fomentar su uso racional; dentro de los cambios, se menciona a la cogeneración como una tecnología deseable.
Jamaica	2003: Creación de la Unidad Nacional de Eficiencia Energética:	impulso de la cogeneración a nivel industrial, comercial y residencial, especialmente en establecimientos de pequeño porte (potencia menor a 2 MW).
	Otros hitos:	reforma del Sistema Eléctrico: la <i>Jamaica Public Service Company Limited</i> identificó a esta tecnología como una opción para mejorar la eficiencia de las centrales de generación.
México	2007-2012: Programa Sectorial de Energía:	promueve el uso de la cogeneración.
	2008: Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética y su Reglamento y la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía:	Leyes macro que contemplan el uso de los sistemas.
	2008: Creación de Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía:	es la encargada de desarrollar programas de eficiencia energética; en ese marco, ha hecho indagaciones sobre la aplicación de la cogeneración en el país.
	2009-2012: Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE):	manifiesta los beneficios que acapara esta tecnología.
	2012: Reformas introducidas a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica:	en el artículo 36 de la presente ley, se detalla la que será entendido por «cogeneración» y «cogeneración eficiente».
	2014-2018: PRONASE:	al igual que el programa anterior, las declaraciones resultantes son amplias y poco precisas en la materia.
	Otros hitos:	Fideicomiso para el Ahorro de la Electricidad: se ha focalizado en financiar proyectos de microcogeneración.
		PEMEX: impulso de emprendimientos cogeneradores para evitar gases de efecto invernadero.

Perú	2005: Reglamento de Cogeneración:	se estable en el reglamento N° 64/2005 la definición de cogeneración, así como sus disposiciones generales.
	2006: Reglamento N° 37/2006:	incorpora cambios al Reglamento N° 64/2005.
	2007: Reglamento N° 82/2007:	introduce modificaciones al Reglamento N° 64/2005; agrega el concepto de «cogeneración calificada».
	2009: Nueva reglamentación del sector:	nuevas modificaciones al Reglamento N° 64/2005.
	Otros hitos:	investigaciones y capacitación de personal: el Centro de Conservación de Energía y del Ambiente y el Instituto de Diversificación y Ahorro Energética de España (IDAE), han capacitado personal sobre la temática, y han realizado estudios de caso sobre la viabilidad de proyectos.

Fuente: elaboración propia a partir de CEPAL (2009, 2011 y 2013), Garmendia (2013) e IEA (2008 y 2009).

MATRIZ RESUMEN DE LAS ENTREVISTAS SEMI-ESTRUCTURADAS

		ACTORES ENTREVISTADOS								
		MIEM-DNE		UTE	Empresas de servicios energéticos (ESCOS)		Academia	Sector Productivo		
								Potencial Cogenerador	Cogenerador	
		Entrevistado N° 1	Entrevistado N° 2	Entrevistado N° 1	Entrevistado N° 1	Entrevistado N° 2	Entrevistado N° 1	Entrevistado N° 1	Entrevistado N° 2	
Experiencia profesional, especialización en temas energéticos y conocimiento sobre la política energética vigente										
Área de estudio / Profesión		Ingeniería Mecánica-Industrial.	Ingeniería Eléctrica.	Ingeniería Eléctrica / Economista.	Ingeniería Mecánica-Industrial.	Ingeniería Mecánica-Industrial.	Ingeniería Mecánica-Industrial.	Ingeniería Química.	Ingeniería Mecánica-Industrial.	Ingeniería Química.
Experiencia en sectores de actividad		Público.	Público y privado.	Público.	Privado y academia.	Público, privado y academia.	Público, privado y academia.	Privado.	Privado y academia.	Privado.
Especialización en temas energéticos (sólo sector productivo)		–	–	–	–	–	–	Sí.	No.	No.
Opinión general sobre Política Energética 2005-2030	Aciertos	Que incorpore componentes nacionales.	Sector eléctrico: apoyo al desarrollo de energías renovables; trata de vencer las debilidades que tenía el sector eléctrico en	Acuerdo multipartidario de carácter político. Diversificación de las fuentes de generación de energía.	Transformación de la matriz eléctrica. Visión de los gestores de políticas para aprovechar la coyuntura. Cambio cultural con la eficiencia	Aprovechamiento del contexto político-económico. Metas marcadas pero flexibles. Impulso de la eficiencia energética.	Empezar a disminuir el grado de dependencia extranjera de energía. Crecimiento energético. Uso de fuentes renovables en una	Inclusión de la fuente eólica en la matriz de generación nacional.	Apertura a la Generación Distribuida; posibilidad de generación por parte de privados.	Implementación de energías renovables, en especial de la eólica.

			<p>cuanto a la dependencia de pocas fuentes. Eficiencia energética: mejor uso de la energía eléctrica dado por el usuario final.</p> <p>En general: se promovió un cambio en la electrificación. Antes se tendía a la extensión de redes para satisfacer la demanda; ahora se brindan soluciones aisladas.</p>		energética.		coyuntura favorable.			
	<i>Errores / Aspectos no contemplados</i>	–	–	–	<p>No hay ninguna medida activa para la cogeneración. Existencia de precios elevados en los biocombustibles.</p>	<p>Ruta trazada muy específica. Reconversión de la refinería en un plazo muy corto. Cogeneración tímidamente mencionada.</p>	<p>Forma en que se implementaron las reformas. Primero debería haberse estudiado el panorama local, en vez de incorporar</p>	<p>Mayor orientación de la política hacia el sector industrial que hacia el residencial.</p>	<p>Manejo de las plantas de biomasa: la tarifa paga por UTE no cubre los costos de generación de energía.</p>	<p>Costo de energía sigue siendo bastante más caro en comparación con la región. Habría que seguir impulsando el desarrollo</p>

							tecnología e irse adecuando sobre la marcha.			de nuevas fuentes renovables.
Implementación de medidas de eficiencia energética										
Perfil de empresas con las que trabajan (sólo empresas de servicios energéticos)	-	-	-	Proyectos de eficiencia energética para empresas de tamaño medio para arriba (escasos anteproyectos y proyectos aplicados a MIPYMES).	Industrias básicamente.	-	-	-	-	-
Aplicación de medidas de eficiencia energética (sólo sector productivo)	-	-	-	-	-	-	Sí	Sí	Sí	Sí
Estudios de viabilidad para cogeneración (sólo sector productivo)	-	-	-	-	-	-	Sí	Sí	Sí	Sí

Conocimiento sobre el estado de situación de la cogeneración en el país, y obstáculos y/o virtudes para su promoción y desarrollo

<p>Incidencia de la Política Energética 2005-2030 en el incremento de la cogeneración</p>	<p>A partir de las convocatorias de compraventa de energía, se derivaron proyectos de cogeneración.</p>	<p>Incidencia indirecta a través de ciertas medidas.</p>	<p>Sí, con las primeras convocatorias .</p>	<p>Sí en eficiencia energética. No en cogeneración.</p>	<p>Sí en eficiencia energética, pero muchos de los proyectos no se concretan. No en cogeneración.</p>	<p>–</p>	<p>–</p>	<p>No hubo acercamiento desde los organismos competentes.</p>	<p>Sí hubo acercamiento o desde los organismos competentes .</p>
<p>Línea de Acción N° 23 de la Política Energética 2005-2030</p>	<p>A nivel industrial: la cogeneración incorpora mayor eficiencia al proceso productivo de la fábrica. A nivel país: fomenta la diversificación territorial de la generación de energía.</p>	<p>No ha tenido una medida específica. Los cogeneradores actuales derivan de proyectos de generación a partir de biomasa.</p>	<p>Surge derivada de otras convocatorias . Tratamiento tarifario diferenciado por orden de MIEM-DNE.</p>	<p>Principalmente debería ser parte del Programa Nacional de Eficiencia Energética 2015-2024. Dificultades impuestas desde los organismos responsables.</p>	<p>No debería estar acotada al sector industrial. Su desarrollo está asociado a la coyuntura económica del momento.</p>	<p>Correcta delimitación sectorial. Dos factores relevantes: el económico (especialmente la inversión necesaria), y la adaptación tecnológica.</p>	<p>Correcta delimitación sectorial. Sirve bajo determinadas circunstancias .</p>	<p>No conoce certeramente cuál es el nivel de cogeneración, pero considera que hay un bajo desarrollo.</p>	<p>No son muchas las empresas que cogeneran; depende mucho de la industria para su viabilidad.</p>

<p>Reflexión en torno a la realidad actual en función de los escenarios cotejados en los estudios de potencial de desarrollo (cociente potencia instalada / potencial de desarrollo según tercer escenario)</p>	<p>Debería hacerse una actualización del estudio sobre potencial de desarrollo de la cogeneración en el país. La realidad del sector industrial ha cambiado desde que se hizo dicho informe.</p>	<p>Hay un desarrollo bajo, pero debería leer el informe en profundidad para poder otorgar una respuesta fundada.</p>	<p>Si es generador o cogenerador no le importa a UTE; lo que importa es el vínculo con la red y el uso que hace de la misma.</p>	<p>Nivel de desarrollo bajo si se excluye del análisis a las pasteras.</p>	<p>Nivel de desarrollo bajo.</p>	<p>Debería leer el informe con mayor profundidad para brindar una respuesta.</p>	<p>Nivel de desarrollo bajo.</p>	<p>Nivel de desarrollo bajo.</p>	<p>Nivel de desarrollo bajo.</p>
<p>Beneficios</p>	<p>Generación distribuida. Eficiencia obtenida a nivel de la red.</p>	<p>Producción descentralizada. Mejora de la eficiencia energética.</p>	<p>–</p>	<p>Reducción de costos energéticos. Beneficios intangibles.</p>	<p>Autonomía energética para el país. Mayor personal capacitado. Económicamente es más rentable. Agrega valor a los residuos de los procesos de trabajo.</p>	<p>Económico por un aprovechamiento más eficiente de la energía.</p>	<p>–</p>	<p>La cogeneración es la razón de ser del negocio; sin ella, la empresa no sería viable.</p>	<p>Al ser una empresa electrointensiva, es necesario generar la energía para poder disminuir los costos.</p>

Barreras	Incertidumbre respecto a los cambios de precio en el intercambio de electricidad (vínculo UTE-establecimiento cogenerador).	No ha habido una medida específica para el tema. Falta de información sobre los beneficios que generan los sistemas de cogeneración. Factor económico.	Los costos pueden ser un factor relevante para su implementación.	Requerimientos desde los organismos. Existencia de barreras económicas y culturales. Menor conciencia de los costos energéticos en sectores donde los costos energéticos tienden a ser bajos. Cuestión de escala de la empresa o del sector.	Económicas. Escala de la empresa.	Económicas. Faltas de incentivos. Idiosincrasia del industrial. Cuestiones relacionadas a la adaptación tecnológica que requieren estos sistemas. Disponibilidad de gas natural. Falta de capacidades técnicas.	Costos de los combustibles. Económicas (magnitud de la inversión).	Inversión elevada. Falta de incentivos.	Peso de la energía en la estructura de costos. Inversión importante (más viable comprarle a UTE la energía que generarla). Cortes de la red de UTE (no pueden volcar los excedentes).
Medidas a continuar / a impulsar	Convocatorias de compra-venta derivaron en cogeneración, por lo que debería continuarse esa línea, incorporando dicha actividad. Creación de un marco regulatorio específico.	Tarifa eléctrica específica. Beneficios a quienes incorporen estas medidas. Contratos que generen certezas.	Convocatorias para generación que derivaron en cogeneración. Marco regulatorio para cogeneradores (tarifa especial).	Incentivos.	-	Generación de incentivos.	Incentivos. Disponibilidad de gas natural no asegura su implementación.	Tarifa diferencial. Algún tipo de premio especial para aquellos que adopten este tipo de medidas.	Habilitar la exportación de energía.

Perspectiva de futuro sobre la cogeneración

Perspectivas de futuro	<p>Generar un marco regulatorio propio para la actividad de cogeneración. A partir de su creación, ver qué medidas pueden impulsarse. Evaluar escenarios posibles donde se incorpore el gas natural dentro de la matriz energética nacional.</p>	<p>No hay una meta fijada. La prioridad está en generar un marco normativo propio para los sistemas de cogeneración.</p>	<p>Vigencia y renovación de los actuales contratos de compra-venta de energía en aquellos generadores privados a partir de residuos de biomasa. Incentivos para renovar y así darle continuidad al proyecto para el que se realizó la inversión. Metas conjuntas u objetivos futuros son de carácter político.</p>	<p>La capacidad instalada aumentará.</p>	<p>Es posible seguir aumentando la capacidad instalada, asociada a la disponibilidad del gas natural.</p>	<p>Es posible seguir aumentando la capacidad (especialmente a través de la microcogeneración). La Política Energética 2005-2030 promueve su desarrollo a través de llamados competitivos de venta, a través de UTE. Oportunidad de un nuevo negocio. Necesidad de superar las trabas culturales.</p>	<p>Estarían dispuestos a replantear el tema de la cogeneración, pero actualmente no pueden hacerlo por el tipo de combustible que utilizan.</p>	<p>Las prioridades pasan por subsistir económicamente al actual contexto; hay prioridades más urgentes que las cuestiones de eficiencia energética.</p>	<p>Se plantean introducir mejoras de eficiencia energética (actualmente están cambiando las luminarias a tecnología LED), pero no en materia de cogeneración.</p>
-------------------------------	--	--	--	--	---	--	---	---	---

Fuente: elaboración propia.

NORMATIVA RELEVANTE PARA LA ACTIVIDAD DE COGENERACIÓN EN URUGUAY

Leyes:

- **Ley N° 14.694:** aprobación de la Ley Nacional de Electricidad (01/09/1977).
Disponible en: <http://www.dne.gub.uy/documents/112315/3581200/N%C2%B014.694%20del%2001.09.77%20-%20Ley%20Nacional%20de%20Electricidad.pdf>
- **Ley N° 16.832:** Ley Marco Regulatorio del Sector Eléctrico que introduce modificaciones relevantes (a través de sus decretos reglamentarios) a la Ley Nacional de Electricidad de 1977 (17/06/1997).
Disponible en: <http://www.dne.gub.uy/documents/112315/3581200/N%C2%B016.832%20del%2017.06.97%20-%20Ley%20Marco%20Regulatorio%20del%20Sector%20El%C3%A9ctrico..pdf>
- **Ley N° 16.906:** se declaran actividades de interés nacional que tendrán beneficios especiales. A través del Decreto N° 354/009 se contempla al sector energético como una actividad amparada bajo la presente ley (20/01/1998).
Disponible en: <https://legislativo.parlamento.gub.uy/temporales/leytemp9144690.htm>
- **Ley N° 17.547:** se establecen las condiciones para la instalación de Parques Industriales, contemplando los beneficios desprendidos de la Ley de Promoción y Protección de Inversiones.
Disponible en: <https://legislativo.parlamento.gub.uy/temporales/leytemp6969324.htm>
- **Ley N° 18.195:** fomento y regulación de la producción, comercialización y utilización de los agrocombustibles, siendo pertinente por su injerencia en los biocombustibles (28/11/2007).
Disponible en: <https://legislativo.parlamento.gub.uy/temporales/leytemp528491.htm>
- **Ley N° 18.585:** se declara de interés nacional la investigación, el desarrollo y la formación en el uso de la energía solar (07/10/2009).
Disponible en: <http://www.miem.gub.uy/documents/10180/0/Ley%20N%C2%BA%2018.585%20-%20Energ%C3%ADa%20solar%20t%C3%A9rmica?version=1.2&t=1360343636000>
- **Ley N° 18.597:** Ley de Uso Eficiente de la Energía en el Territorio Nacional (21/09/2009).
Disponible en: <https://parlamento.gub.uy/documentosyleyes/ficha-asunto/36131>

Decretos:

- **Decreto N° 22/002:** regulación de las actividades de la industria eléctrica, constituidas por la generación, transformación, transmisión, distribución, exportación, importación y su comercialización.
Disponible en: <http://www.impo.com.uy/bases/decretos-originales/22-1999/1>
- **Decreto N° 39/002:** marco de operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (31/01/2002).

- Disponible en: <http://www.dne.gub.uy/documents/112315/3645813/N%C2%B039-02%20del%2031.01.02%20-%20Operaci%C3%B3n%20del%20mercado%20mayorista.pdf>
- **Decreto N° 276/002:** Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional (28/06/2002).
Disponible en: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/276-2002/2>
 - **Decreto N° 277/002:** Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (28/06/2002).
Disponible en: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/277-2002/1>
 - **Decreto N° 278/002:** Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica (28/06/2002).
Disponible en: <http://www.dne.gub.uy/documents/112315/3645813/N%C2%B0278-02%20del%2028.06.02%20-%20Reglamento%20de%20transmisi%C3%B3n-.pdf>
 - **Decreto N° 360/002:** Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (11/09/2002).
Disponible en: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/360-2002>
 - **Decreto N° 389/005:** contratos de compraventa de energía eléctrica con UTE.
Disponible en: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/389-2005>
 - **Decreto N° 77/006:** celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica con proveedores que la generen a partir de energía eólica, biomasa o pequeñas centrales hidráulicas (13/03/06).
Disponible en: <http://www.dne.gub.uy/documents/49872/0/N%C2%BA%2077-006%20del%2013.03.06%20-%20Contratos%20especiales%20de%20compraventa%20de%20energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica>
 - **Decreto N° 397/007:** se introducen modificaciones sustanciales al Decreto N° 77/006 (26/10/2007).
Disponible en: <http://www.dne.gub.uy/documents/49872/0/N%C2%BA%20397-2007%20del%2026.10.2007%20-%20Sustituci%C3%B3n%20Art.%201%C2%BA%20del%20Decreto%2077-006>
 - **Decreto N° 455/007:** reglamentación del régimen general de promoción de inversiones Capítulo III de la Ley de inversiones (26/11/2007).
Disponible en: http://www.dni.gub.uy/marco-normativo/seguimiento-de-inversiones/decretos/-/asset_publisher/8M7NwWG9HXx5/content/decreto-no-455-26-11-2007-reglamentario-de-la-ley-no-16-906?redirect=http%3A%2F%2Fwww.dni.gub.uy%2Fmarco-normativo%2Fseguimiento-de-inversiones%2Fdecretos%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_8M7NwWG9HXx5%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-1%26p_p_col_count%3D1
 - **Decreto N° 354/009:** se contemplan como actividades comprendidas dentro de la Ley N° 16.906 de 1998 (Ley de Promoción y Protección de Inversiones) las siguientes actividades:
 - generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables;
 - generación de energía eléctrica a través de cogeneración;
 - transformación de energía solar en energía térmica;
 - conversión de equipos y/o incorporación de procesos destinados al uso eficiente de la energía;

- la prospección y exploración de minerales clase I⁶¹, según lo establece la Ley N° 15.242 Código de Minería del 8 de enero de 1982 y sus modificaciones;
- servicios brindados por las ESCOS registradas en MIEM-DNE y calificadas como categoría A; y,
- fabricación nacional de maquinarias y equipos con destino a las actividades mencionadas anteriormente.

Disponible en: <http://www.dni.gub.uy/documents/49866/0/Decreto%20354-009%20-%20Diversificaci%C3%B3n%20de%20la%20matriz%20energ%C3%A9tica;jsessionid=C047CBDE900AC6B192F5F7A235AE35B8?version=1.0&t=1359582219000>

- **Decreto N° 173/010:** autorización a los suscriptores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o minihidráulica (01/06/2010).

Disponible en: <http://www.dne.gub.uy/documents/49872/0/N%C2%BA%20173-010%20del%2001.06.10%20-%20Decreto%20de%20Microgeneraci%C3%B3n%20EI%C3%A9ctrica%20%20conectada%20a%20la%20Red%20de%20Distribuci%C3%B3n>

- **Decreto N° 268/010:** deducción del IVA en la adquisición de gasoil a contribuyentes que desarrollen actividades manufactureras o extractivas (10/09/2010).

Disponible en: <http://www.dne.gub.uy/documents/112315/3957025/N%C2%BA%20268-10%20del%2006.09.10%20-%20Deduci%C3%B3n%20del%20IVA%20en%20la%20adquisici%C3%B3n%20de%20gasoil%20a%20contribuyentes%20que%20desarrollen%20actividades%20manufactureras%20o%20extractivas.pdf>

- **Decreto N° 367/010:** celebración de contratos especiales de compraventa (a través de UTE) con proveedores que produzcan energía eléctrica a partir de biomasa, de acuerdo a lo dispuesto en el literal T) del numeral 3° del artículo 33 del TOCAF (10/12/2010).

Disponible en: <http://www.dne.gub.uy/documents/49872/0/N%C2%BA%20367-010%20del%2010.12.10%20-%20Incorporaci%C3%B3n%20de%20potencia%20de%20generaci%C3%B3n%20el%C3%A9ctrica%20al%20sistema%20nacional>

- **Decreto N° 2/012:** decreto reglamentario de la Ley N° 16.906 (09/01/2012).

Disponible en: http://www.dni.gub.uy/marco-normativo/proyectos-de-inversion/decretos/-/asset_publisher/aXi5vclmBred/content/decreto-no-02-03-02-2012-reglamentario-de-la-ley-no-16-906?redirect=http%3A%2F%2Fwww.dni.gub.uy%2Fmarco-normativo%2Fproyectos-de-inversion%2Fdecretos%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_aXi5vclmBred%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-1%26p_p_col_count%3D1

- **Decreto N° 86/012:** aprobación del Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE) (22/03/2012).

Disponible en: <http://www.dne.gub.uy/documents/49872/0/Decreto%20N%C2%B0%20086-012%20-%20Fecha%2022-03-2012?version=1.1&t=1361907913000>

61 Según esta ley, por clase I se comprenden a los siguientes yacimientos: a) yacimientos de combustibles fósiles que incluye petróleo, gas natural, hulla, lignito, turba, rocas pirobituminosas y arenas petrolíferas; y b) otros yacimientos de sustancias minerales o elementos aptos para generar industrialmente energía.

- **Decreto N° 190/013:** se sustituye el artículo 2° del Decreto N° 268/010 del 6 de setiembre de 2010 referente a la deducción del IVA en la adquisición de gasoil a contribuyentes que desarrollen actividades manufactureras o extractivas (01/07/2013).
Disponible en: <http://www.dne.gub.uy/documents/112315/3957025/N%C2%BA%20190-013%20del%2001.07.13%20-%20Se%20sustituye%20el%20art%C3%ADculo%202%20del%20dec.%20268%20del%202010.pdf>
- **Decreto N° 114/014:** se amplía la definición de suscriptor a consumidores de energía eléctrica que instalen generación para autoconsumo (30/04/2014).
Disponible en: <http://www.dne.gub.uy/documents/15395/0/Decreto%20108-014.pdf>
- **Decreto N° 58/015:** procedimiento competitivo de compraventa de energía eléctrica asociado a una central generadora que produzca a partir de biomasa en el territorio nacional (17/02/2015).
Disponible en: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/58-2015>
- **Decreto N° 277/015:** metodología de cálculo de los cargos por el uso de las redes de interconexión de Trasmisión y Subtrasmisión. Se incluye la definición de cogeneración (13/10/2015).
Disponible en: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/277-2015>
- **Decreto N° 361/015:** programa de beneficios comerciales (a través de UTE) para las empresas industriales en las que el gasto anual en adquisición de energía eléctrica representa un valor mayor o igual al 5% del valor bruto de producción anual (29/12/2015).
Disponible en: http://www.dne.gub.uy/documents/15395/0/miem_119.pdf
- **Decreto N° 0/016:** mediante este decreto, MIEM exhorta a UTE a incorporar el porcentaje de componente nacional que establecerá al plan de expansión de las redes de trasmisión, subtrasmisión y distribución del Sistema Interconectado Nacional (25/01/2016).
Disponible en: http://www.dne.gub.uy/documents/15395/0/miem_010.pdf

Resoluciones:

- **Resolución del Directorio de la Agencia Nacional de Investigación e Innovación con fecha 01/10/2008:** creación del Fondo Sectorial de Promoción de Investigación, Desarrollo e Innovación en el Área de Energía (01/10/2008).
Disponible en: <http://www.anii.org.uy/apoyos/innovacion/50/fondo-sectorial-energia--modalidad-ii/>
- **Resolución N° 1126/008 del MIEM:** creación del Fideicomiso de Eficiencia Energética y otorgamiento de fondos no reembolsables para diagnósticos energéticos (22/12/2008).
Disponible en: <http://www.dne.gub.uy/documents/112315/3488076/resoluci%C3%B3n%201126-08.%20Constituci%C3%B3n%20del%20FEE.pdf>

