

La “revolución eólica” en Uruguay

Reto Bertoni¹

(reto.bertoni@cienciassociales.edu.uy)

Pablo Messina²

(elauti@gmail.com)

Luis Bértola³

(lebertola@gmail.com)

Universidad de la República

Uruguay

1. Introducción

Este trabajo es una versión revisada de un capítulo del libro “Políticas de Desarrollo Productivo en Uruguay”, coordinado por Luis Bértola, publicado por OIT Américas en su serie Informes Técnicos (2018/11). Cierta información ha sido actualizada y también se han realizado algunos ajustes y precisado algunas ideas, como nos fue sugerido por colegas que han comentado el texto⁴.

Se trata de un esfuerzo por describir y discutir el proceso que ha llevado a Uruguay a posicionarse en tan sólo una década como el país con mayor porcentaje de energía eólica de América Latina per cápita y próximo al líder mundial -Dinamarca- al conseguir generar más de $\frac{1}{3}$ de su energía eléctrica a partir del viento. Hay una fuerte motivación para realizar este esfuerzo. Y es que el estudio de la revolución eólica en Uruguay constituye una extraordinaria oportunidad de aprender. Aprender cómo se puede implementar una política pública para desarrollar una actividad desconocida en el país, a partir de un fuerte liderazgo estatal, pero involucrando a actores privados, organizaciones de la sociedad civil y a la academia. Y también -como se podrá observar a lo largo del trabajo- que un proceso mayormente calificado como exitoso también tiene sus bemoles y críticas en cuanto a su forma de implementación y resultados.

La utilización de instrumentos horizontales (ley de inversiones) y verticales (contratos a término), el desarrollo de capacidades de gestión, el rol de la empresa estatal de electricidad, la implementación de incentivos a la industria nacional para officiar de proveedora del proceso y el despliegue de mecanismos de participación de los actores involucrados constituye un crisol de aprendizaje.

El trabajo luego de justificar la caracterización de la política energética como una política de desarrollo productivo en la sección 2, presenta la magnitud y el alcance la incorporación de la energía eólica en la matriz eléctrica en Uruguay (sección 3). La sección 4 describe cuáles fueron las reglas de juego desplegadas por política pública. A continuación se lleva a cabo una aproximación al impacto en términos de productividad de este cambio radical en la matriz eléctrica (sección 5) y el potencial que genera en términos de competitividad en un mundo condicionado por la agenda del desarrollo sostenible (sección 6). Finalmente, se incursiona en el impacto que tuvo el fenómeno en la aparición y/o expansión de empresas (sección 7) y el rol jugado por el

¹ Facultad de Ciencias Sociales de la Universidad de la República, Uruguay.

² Colectivo La Comuna

³ Facultad de Ciencias Sociales de la Universidad de la República, Uruguay.

⁴ En especial queremos agradecer las críticas y sugerencias que surgieron de las reuniones con el equipo que trabajó en el proyecto que dio lugar a esa publicación, Gustavo Bittencourt, Valeria Cantera, Hugo Dufrechou, Martín Jauge, Cecilia Lara, Sebastián Pérez y Carola Saavedra; así como los comentarios de Lucía Pittaluga en los seminarios en que se presentó los avances y el producto final del trabajo.

instrumento “componente nacional de la inversión” (sección 8). A manera de cierre se presentan y discuten algunas valoraciones y reflexiones de la revolución eólica en Uruguay.

2. La Política Energética como política de desarrollo productivo y la “revolución eólica” en Uruguay

La Política Energética 2005-2030 (<http://www.dne.gub.uy/>) -aprobada por el Poder Ejecutivo en 2008 y ratificada por una Comisión Multipartidaria de Energía del Parlamento en 2010- aparece en la historia reciente de Uruguay como uno de los éxitos en materia de diseño e implementación de una política de Estado. Allí se definen los principales lineamientos en el ámbito de energía a nivel nacional con una mirada a largo plazo.

En el centro de esta estrategia se ubica el objetivo de la diversificación de la matriz energética, incorporando fuentes autóctonas, entre las que se prioriza la puesta en valor de las energías renovables. En palabras de quienes diseñaron esta política, la misma contribuiría de manera decisiva a la soberanía energética, el abatimiento de costos y la activación de la industria nacional energética.

El documento en que se define la “Política Energética 2005-2030” es explícito en cuanto al rol que cumpliría la política energética como instrumento para desarrollar capacidades productivas y hace referencia al impacto que en materia de productividad podría tener el logro de los objetivos y metas perseguidos con este instrumento debido al “desarrollo de nuevos conocimientos, la puesta a punto de tecnologías, la generación de capacidades industriales y de puestos de trabajo altamente capacitados”. En tal sentido puede considerarse una Política de Desarrollo Productivo (PDP).

Adicionalmente el documento enfatiza en la necesidad de construir capacidades en materia de investigación, desarrollo e innovación en temas energéticos y en tal sentido destaca la importancia de mantener el Fondo Sectorial de Energía, instrumento de financiación de proyectos a nivel académico y empresarial, creado en 2008. Es importante señalar que este fondo, radicado en la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII), se nutre con aportes realizados por la propia agencia, las empresas estatales de electricidad e hidrocarburos (UTE y ANCAP) y la Dirección Nacional de Energía (DNE) del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM). El mismo cuenta con un Comité de Agenda integrado por UTE, ANCAP, el MIEM, representantes de los ámbitos político-estratégicos nacionales que presentan competencias en el área de energía y por la ANII, que está encargado de definir la agenda a la cual responde el Fondo Sectorial de Energía en cada una de sus convocatorias.

Para el ex director de la Dirección Nacional de Energía, Dr. Ramón Méndez, uno de los artífices del instrumento, la política energética ha tenido un fuerte impacto en la descarbonización de la matriz eléctrica a través de un set de instrumentos, como la incorporación de la biomasa (biocalor, bioelectricidad), la energía solar (térmica y fotovoltaica) y la energía eólica⁵. Según el ex jerarca estos cambios, que han implicado una inversión aproximada de 5.000 millones de dólares (entre 2007 y 2016) y la generación de 50.000 puestos de trabajo, han incidido decisivamente en la disminución del costo de generación eléctrica en un guarismo que ronda los 500 millones de dólares al año (equivalente al monto que vuelca UTE -la empresa eléctrica estatal- a Rentas Generales).⁶

La evidencia empírica reafirma así como matiza las afirmaciones de Méndez. La generación de puestos de trabajo no tiene carácter permanente ya que, después de la fase de instalación de los aerogeneradores, el sector eólico -casi no emplea trabajadores- y las industrias proveedoras de bienes de capital -como por

⁵ Notas de prensa (varias).

⁶ Conferencia en Facultad de Ciencias Sociales (Taller de Desarrollo, 26/10/2017).

ejemplo transformadores o cables- también ven caer su nivel de actividad una vez concluida esa fase. En cuanto al abatimiento de costo de generación, es indudable que se ha producido un fenómeno de este tipo, aunque la magnitud del mismo depende de dónde se realicen los benchmarks. Quizá el principal logro es la estabilización de los costos de abastecimiento de la demanda -dada la dramática caída de la generación termoeléctrica con su dependencia del petróleo-; esto constituye un activo muy importante al momento de gestionar y planificar en el sector eléctrico.

Por último, cabe decir que el éxito en la transformación de la matriz eléctrica contrasta con el resultado de otra de las grandes apuestas de desarrollo productivo en el marco de la política energética fue la "co-generación". Pensada para desarrollar capacidades industriales y concebidas en conjunto con la "revolución eólica", este mecanismo no logró tener un desarrollo satisfactorio. Es posible, como hipótesis, pensar que mientras la revolución eólica descansa tanto en la captación de rentas como en el desarrollo de capacidades privadas (desarrolladores de inversión) y públicas (la empresa pública de electricidad, UTE), la co-generación tiene como presupuesto el desarrollo de fortalezas del sector industrial manufacturero privado. Las debilidades de éste último, podría ser un factor explicativo del fracaso en este ámbito.

En cualquier caso, instalación de más de 1.500 MW de potencia eólica en menos de diez años, en un pequeño país como Uruguay en que la capacidad instalada total para la generación eléctrica se ubica en los 4.500 MW, constituye un fenómeno extraordinario. En la práctica, se trata de la aparición de una actividad productiva nueva en el país y la creación de un mercado inexistente a partir de una política pública. Seguramente hay lecciones para aprender de esta política de desarrollo productivo y, este trabajo, pretende contribuir a su descubrimiento.

3. Algunos hechos estilizados de la "Revolución Eólica"

Si bien la incorporación de la biomasa ha modificado sustantivamente la estructura de la matriz energética de Uruguay en la última década, en el sector eléctrico la estrella en del proceso ha sido la incorporación de la energía eólica de gran porte para ampliar la oferta de energía eléctrica.⁷

Una decisiva acción estatal permitió -entre 2008 y 2017- la diversificación de la matriz energética nacional y particularmente de la matriz eléctrica, con la incorporación de una relevante capacidad de generación a partir de fuentes renovables. Esta transformación trajo aparejado un relajamiento del sector externo de la economía, por la reducción sustantiva de la dependencia del petróleo importado para la generación, así como por la suspensión de la compra de energía eléctrica en el exterior, como lo señala en entrevista realizada para este trabajo Olga Otegui (Directora Nacional de Energía). Asimismo, se destaca en su discurso la idea de que existió un abatimiento en el costo de la demanda del sector eléctrico, que -como veremos- se definiría mejor como una "estabilización" que como una "reducción" de costos.

En 2008 la fuente eólica sólo sumaba 14,6 MW -0,6% de la capacidad instalada-, concentrada en cuatro emprendimientos, de los cuales uno de ellos -propiedad de la empresa pública de electricidad (UTE)-, representaba los dos tercios (10 MW). En 2017 se encontraban en operación 1.510 MW, representando 1/3 del total de la potencia instalada. En contraposición, entre 2014 y 2017, se redujo la capacidad de las centrales térmicas de base fósil en 35%. El proceso de incorporación de la energía eólica a la matriz eléctrica uruguaya ha sido, por tanto, muy importante. Como resultado de los instrumentos desplegados, el proceso de adjudicación y la dinámica de la inversión, la expansión ha estado particularmente concentrada entre los años 2014 y 2017.

⁷ La primera convocatoria a gran escala, en relación a la energía eólica impulsada por el Poder Ejecutivo fue lanzada mediante el Decreto No. 403/009 de 24 de agosto de 2009.

Cuadro 1

URUGUAY. ENERGÍA ELÉCTRICA. POTENCIA INSTALADA POR FUENTE (MW)										
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Fósil										
Centrales Térmicas (Turbinas Ciclo Rankine - Vapc)	255,0	255,0	255,0	255,0	255,0	255,0	255,0	205,0		
Centrales Térmicas (Turbinas Ciclo Brayton - Gas)	535,7	535,7	535,7	535,7	635,7	835,7	835,7	815,7	565,7	745,7
Centrales Térmicas (Motores)	9,8	87,6	85,0	85,0	185,0	184,2	184,2	84,2	84,2	84,2
Total Fósil	800,5	878,3	875,7	875,7	1.075,7	1.274,9	1.274,9	1.104,9	649,9	829,9
Biomasa										
Centrales Térmicas (Turbinas Ciclo Rankine - Vapc)	171,6	171,6	234,6	242,1	243,0	413,0	413,0	423,0	423,0	423,0
Centrales Térmicas (Motores)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,6	1,6	1,6	1,6
Total Biomasa	172,6	172,6	235,6	243,1	244,0	414,0	414,6	424,6	424,6	424,6
Hidráulica										
Generadores Hidráulicos	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0
Total Hidráulica	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0	1.538,0
Eólica										
Generadores Eólicos	14,6	30,6	40,6	43,6	52,6	59,4	481,3	856,8	1.211,5	1.510,7
Total Eólica	14,6	30,6	40,6	43,6	52,6	59,4	481,3	856,8	1.211,5	1.510,7
Solar										
Generadores Solares	0,1	0,1	0,1	0,4	0,6	1,6	3,7	64,5	88,4	243,1
Total Solar	0,1	0,1	0,1	0,4	0,6	1,6	3,7	64,5	88,4	243,1
TOTAL	2.525,8	2.619,6	2.690,0	2.700,8	2.910,9	3.287,9	3.712,5	3.988,7	3.912,4	4.546,3
Eólica / TOTAL	0,6%	1,2%	1,5%	1,6%	1,8%	1,8%	13,0%	21,5%	31,0%	33,2%

Fuente: Dirección Nacional de Energía <http://www.dne.gub.uy/web/energia/-/series-estadisticas-de-energia-electrica->. Consulta 25/09/2018

El avance en la instalación de potencia eólica se ha reflejado en una creciente y relevante participación de esta fuente en la generación, alcanzando en 2017 -según cifras de la Dirección Nacional de Energía- a más de 1/4 de la energía eléctrica producida (Cuadro 2). Cabe destacar también la reducción notable de la generación térmica con combustibles fósiles, resultado del avance de la generación térmica con biomasa, pero también del desarrollo de la eólica e incluso la inédita situación de que la generación a partir de energía solar alcanza la participación de la generación termoeléctrica en la matriz eléctrica de Uruguay, alcanzando la generación con base en fuentes renovables el 98%.

Gráfico 1

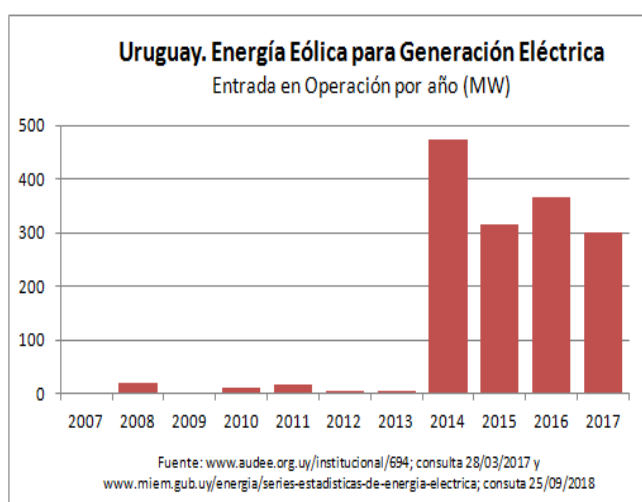
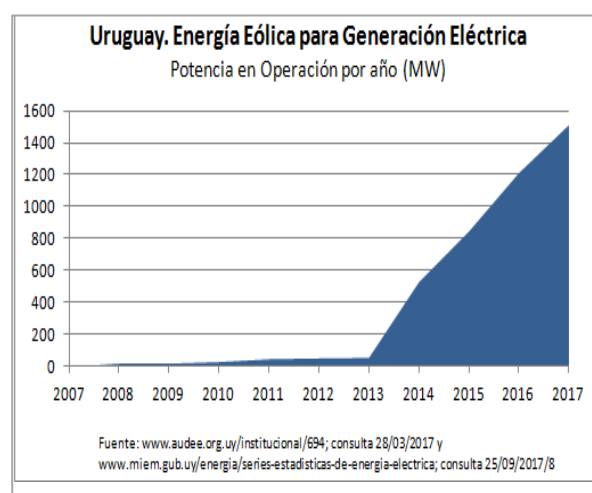


Gráfico 2



Cabe señalar que este desarrollo de la industria eléctrica en el país ha superado ampliamente los requerimientos de la demanda. El Informe de Prospectiva del Sector Energético del ejercicio Estrategia Uruguay III Siglo (OPP, 2010) estimaba la capacidad instalada de generación necesaria para hacer frente a la demanda de energía eléctrica de entre 3.240 MW (300 eólica) y 5.280 MW (1.000 de eólica) en 2030. Como se

aprecia en la información manejada, a fines de 2016 ya se había superado en un 20% los requerimientos del escenario de mínima y se contaba con casi ¾ partes de los del escenario de máxima (14 años antes de lo previsto). Pero en términos de energía eólica ya había instalados más de un 30% de lo previsto para 2030 en el escenario de máxima.

Cuadro 2

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR FUENTE										
GWh	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Térmica (Fósil)	39%	30%	11%	25%	35%	16%	6%	7%	3%	2%
Térmica (Biomasa)	10%	11%	10%	11%	12%	12%	15%	17%	18%	18%
Hidráulica	51%	58%	78%	63%	51%	70%	74%	60%	56%	52%
Eólica	0%	0%	1%	1%	1%	1%	6%	15%	22%	26%
Solar							0%	0%	1%	2%
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: DNE "Balance Energético Nacional 2017"

En otro estudio sobre prospectiva energética (Blanco et al., 2013) se consideraba necesario el ingreso al sistema de generación de 1.800 MW eólicos en el período 2013–2030 (1500 MW hasta el 2023 y 300 más hasta el 2030). De acuerdo con la información manejada, en 2017 ya se alcanzó la meta prevista para 2023⁸.

En términos comparativos, la penetración de la eólica en Uruguay se ha dado con una vertiginosidad que la ubica como uno de los países con mayor capacidad instalada per cápita, junto a Dinamarca.

Como señalan Esponda y Molinari (s/f), Uruguay ha vivido en los últimos años –como resultado de los cambios aludidos- un importantísimo cambio en su matriz eléctrica, pasando de una situación de déficit estructural de energía firme y vulnerabilidad en cuanto al abastecimiento de la demanda en los primeros años de este siglo, a la posibilidad de exportar excedentes de energía.

Complementariamente ha conseguido reducir la dependencia del petróleo con los efectos correspondientes en materia de calidad ambiental y en cuanto a las presiones sobre el sector externo de la economía.

Esta “revolución eólica”, ha sido una de las manifestaciones de la Política Energética. Quizá la más sobresaliente. Pero se articula con un conjunto de transformaciones en términos de nuevas fuentes (incorporación de centrales de biomasa y un incipiente desarrollo de la tecnología solar fotovoltaica) y estrategias de generación (distribuida), nuevos tendidos para la conexión a la red y obras de infraestructura física de magnitud como la estación de conversión de potencia de 500 MW con Brasil. El resultado ha sido una rápida y profunda reconfiguración del sistema eléctrico en Uruguay.

Los actores consultados valoran –en general- muy positivamente el papel que ha jugado el desarrollo eólico en la transformación de la matriz energética uruguaya desde el punto de vista de ambiental. Ellos identifican el acuerdo multipartidario concretado en 2010 como un factor decisivo en la dinámica que ha tenido el desarrollo eólico en el país y, particularmente, en la aceleración del proceso de inversión en el sector.

Existe cierto consenso entre los actores privados en que esa aceleración en el proceso de instalación eólica podría estar mostrando síntomas de sobreinversión y por tanto causando algunos efectos no deseados como un exceso de oferta. No obstante, desde el sector empresarial, se matiza esto al señalar que se debe evaluar los resultados en el mediano y largo plazo y no coyunturalmente. Desde la perspectiva de los impulsores de la política en el Poder Ejecutivo –particularmente desde la Dirección de Energía- se insiste en que se han elaborado modelos de optimización que respaldan los niveles de incorporación de eólica –y renovables en

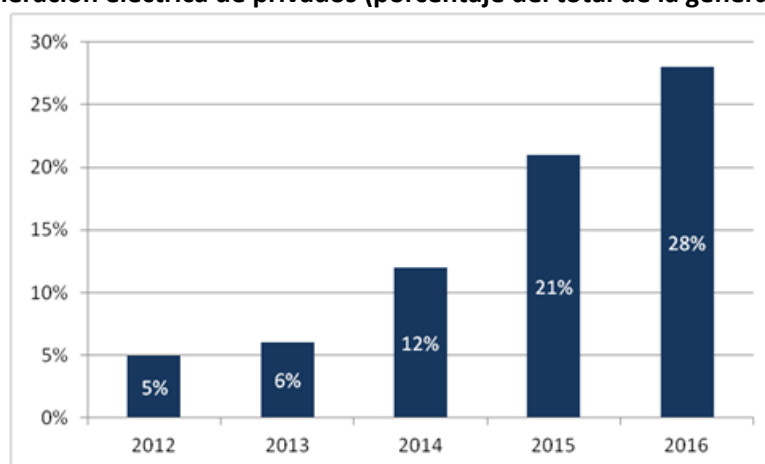
⁸ Las condiciones de demanda en este estudio se corresponden con el “escenario dinámico intermedio” Estrategia Uruguay III Siglo (OPP, 2010).

general- a la matriz eléctrica. Otras voces, afirman que la sobreinversión ha llevado a "tirar agua" mientras se pagan contratos a parques eólicos, a la vez que se han realizado -especialmente en 2017- algunos negocios de exportación no muy buenos.

La gran novedad, junto a la incorporación de energías renovables no convencionales a la matriz uruguaya, ha sido el papel jugado por el sector privado en la concreción de buena parte de los cambios descritos. Por tanto, la revolución eólica no sólo se encuadra en un proceso de diversificación de fuentes de generación, sino también en un contexto de diversificación de actores.

En el Gráfico 3 se observa la dinámica con la que la generación privada irrumpe en la matriz eléctrica uruguaya. La oferta desde el sector privado cambió sustantivamente. Mientras que en el año 2012 el 91% de la generación privada estaba asociada a la generación con biomasa -de la cual la mitad correspondía a la generación de la planta UPM-, en el año 2016 la generación privada pasa a estar mayoritariamente asociada a la energía eólica, representando esta última 72% del total (Esponda y Molinari, s/f).

Gráfico 3.
Generación eléctrica de privados (porcentaje del total de la generación)



Fuente:Esponda y Molinari (s/f)

Esta nueva realidad es el resultado de un dinámico proceso de inversión privada en el sector eléctrico y de nuevos mecanismos de inversión desde el sector público⁹. A fines de 2016, dos tercios de los parques eólicos en operación eran de propiedad de inversionistas privados y, del tercio restante –desarrollados por UTE- sólo 7 puntos porcentuales correspondían a inversión pública tradicional (Esponda y Molinari, s/f)¹⁰.

⁹ La inversión en energía eólica a marzo de 2017 superaría los 3.000 millones de dólares (Olga Otegui, entrevista en BBC Mundo) http://www.bbc.com/mundo/noticias/2016/03/160314_uruguay_energia_eolica_am-. Según el registro de la Cámara de Industrias del Uruguay –órgano encargado de la certificación del “componente nacional de inversión” de los emprendimientos, en marzo de 2017 la cifra de inversión certificada era de 1.331 millones de dólares y los proyectos a certificar superan los 1.250 millones (información suministrada para el presente trabajo por el Departamento de Certificación del Componente Nacional de Inversión de la Cámara de Industrias del Uruguay).

¹⁰ Las otras modalidades desplegadas como estrategia, desde la empresa pública, fueron a partir de instrumentos tales como la sociedad anónima, el fideicomiso y el leasing operativo. Sobre el desarrollo de estos instrumentos existen distintas miradas. Para AUTE, significan un avance en la privatización de la empresa pública de energía eléctrica, para la UTE, fue visto como una contribución al desarrollo de un mercado de capitales en Uruguay.

Cuadro 3. INVERSIONES PRIVADAS EN ENERGÍA EÓLICA EXONERADAS POR LA COMAP¹ (Monto y Potencia)

Central Generadora	Departamento	Monto (Millones de Dólares)	Potencia (MW)
Libertador I	Lavalleja	147	50,0
Libertador II	Lavalleja	-	7,5
Libertador III	Maldonado	-	7,5
Libertador IV	Lavalleja	-	50,0
Melowind	Cerro Largo	106	50,0
Molino de Rosas 50 MW	Maldonado	101	50,0
Parque Cerro Grande	Cerro Largo	122	50,0
Parque Eólico Carapé I	Maldonado	110	50,0
Parque Eólico Kiyú	San José	99	48,6
Peralta 1 GCEE	Tacuarembó	285	50,0
Peralta 2 GCEE	Tacuarembó	-	50,0
Talas del Maciel I	Flores	115	50,0
Talas del Maciel II	Flores	144	50,0
Cuchilla del Peralta I	Tacuarembó	124	50,0
Luz de Mar	Florida	32	18,0
Luz de Río	Florida	113	50,0
Parque Eólico Libertad	San José	9	7,7
Parque Eólico Loma Alta – Central 1	Rocha	35	7,8
Parque Eólico Magdalena	San José	11	17,2
Parque Eólico Maldonado	Maldonado	93	50,0
Engraw	Florida	5	3,6
Luz de Loma	Florida	41	20,0
Minas I	Lavalleja	71	42,0
Parque Eólico Florida	Florida	119	50,0
Arias	Flores	158	70,0
Parque Eólico Artilleros	Colonia	97	65,1
Valentines	Florida	157	70,0
Parque Eólico Rosario (Spot)	Colonia	4	9,0
Julieta (Mercado SPOT)	Durazno	8	3,6
Solis de Mataojo (Mercado SPOT)	Canelones	3	10,0
María Luz (Mercado SPOT)	San José	2	10,0
Total		2.311	1117,6
¹ Comisión de Aplicación de la Ley de Inversiones (COMAP)			
Fuente: COMAP			

En el Cuadro 3, se presentan los parques eólicos de capital privado que fueron beneficiados por la Ley de Promoción de Inversiones. Allí se puede observar el monto de cada inversión y la potencia instalada en cada caso. El monto total de la inversión privada, 2.312 millones de dólares, constituye el 82% del total de la inversión en eólica exonerada. El 18% restante responde al proyecto presentado por República Administradora de Fondos de Inversión S.A. (República AFISA) por 274 millones de dólares para el Parque Eólico Pampa y, un resto de 38 millones de dólares para un parque eólico spot por Melahua S.A., que hasta la fecha no ha tenido avances y posiblemente se hayan retirado del negocio.

Además, cabe agregar que los parques eólicos que son propiedad de UTE a través del instrumento de la inversión pública tradicional no fueron declarados de interés nacional y por tanto, no fueron exonerados. En esta situación, se encuentran el Parque Eólico Juan Pablo Terra y Caracoles I y II. Esto es consistente con la

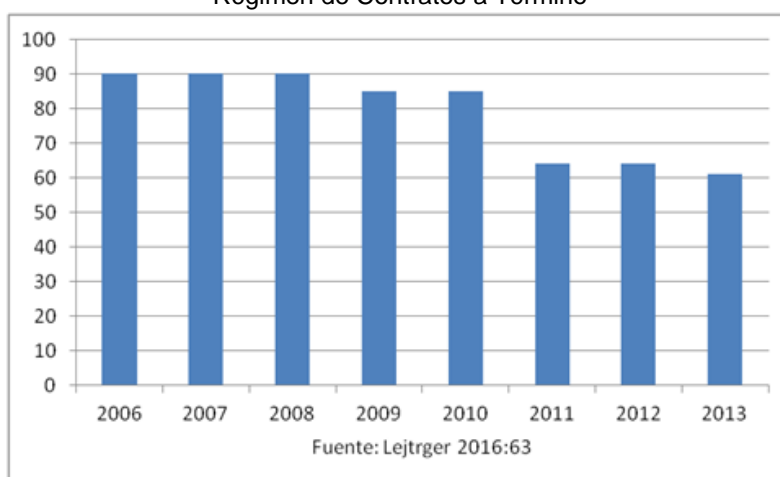
resolución establecida por la circular N°4/09 de la COMAP¹¹. Algunos de los actores, especialmente desde el ámbito sindical, han señalado que -paradójicamente- la UTE pasó de ser monopólica a tener que competir en condiciones desventajosas en el ámbito de la generación.

Por otra parte, entre las modalidades no tradicionales de inversión realizadas por la UTE, el Parque eólico Palomas fue exonerado por una inversión de unos 183 millones de dólares (Nicefield S.A.).

Es importante señalar que el 92% de la capacidad eólica instalada por inversores privados se concretó a través de contratos de venta de energía a largo plazo con la UTE. Sólo un 8% de los parques dependen de la venta en el mercado spot. Esta constatación pone en evidencia un elemento distintivo de la política energética en la promoción de la generación eólica. Esta se concibió a través del instrumento de la asociación público-privada, con la empresa estatal como garante y respaldo. Los actores privados que optaron por el mercado spot y no por los contratos, han carecido de apoyo en una clara señal de política, y por ello reclaman, entre otras cosas, la habilitación de la compra-venta de energía eléctrica entre privados¹².

Según información manejada por Lejtregger (2016), en los contratos celebrados entre los titulares de parques eólicos y la UTE puede constatarse una tendencia a la caída de los precios de venta de la energía a la empresa estatal (Gráfico 4). Esta disminución se ubica en el entorno del 30% y tiene como resultado que a comienzos de 2017 el precio promedio que paga UTE por generación eólica ronde los 70 dólares el MWh. La estabilización del precio pagado por la energía eléctrica en ese entorno se explica por la decisión adoptada en 2011 (Dcto. 424/011) que permitió contratar la compra con aquellos oferentes del procedimiento competitivo K41938 dispuestos a vender la energía eléctrica al precio promedio ponderado en potencia de las ofertas adjudicatarias en dicha licitación.

Gráfico 4
Uruguay. Precios de compra de Energía Eléctrica (Dólares por MWh)
Régimen de Contratos a Término



¹¹ Dicha circular, constituye a todas luces, una asimetría en detrimento de la inversión pública en generación eólica.

¹² Recientemente se habilitó la exportación directa de electricidad por parques eólicos privados en una medida que resulta ambigua, dado que la condición para comercializar energía más allá de la venta a la empresa estatal -es decir la garantía de contar con potencia firme de respaldo- no se habría cumplido.

4. El desarrollo eólico y las reglas del juego

El fuerte crecimiento de la energía eólica en Uruguay –en menos de una década- se basó en una estrategia que combinó esfuerzos públicos y privados. El contraste de este proceso con la historia del sector eléctrico en Uruguay es notable, dado que una fuerte impronta estatista caracterizó a este sector a lo largo de todo el siglo XX. Parecería que la política energética 2005-2030, se ha potenciado con base en una virtuosa articulación de instrumentos legales, reglamentarios y contractuales que, en el plano económico-financiero, generó estímulos a la iniciativa privada y flexibilidad a la operativa pública. Según Ramón Méndez lo que hizo posible el desarrollo eólico en Uruguay fue una política pública deliberada con objetivos y metas precisos, políticamente consensuados y con un fuerte involucramiento desde el comienzo- de varios actores relevantes (Poder Ejecutivo, Empresas Públicas, Empresariado Privado, Academia).

Bajo el amparo de la política energética –formulada en 2008 y consensuada en el acuerdo multipartidario de 2010- y explotando de manera pragmática la normativa establecida en el Marco Regulatorio del Sector Eléctrico, el desarrollo eólico uruguayo contó con dos instrumentos clave que favorecieron la instalación de inversiones privadas: por un lado, los contratos a largo plazo con UTE, y por otro lado, las exoneraciones impositivas en el marco de la ley de promoción de inversiones (Esponda y Molinari, s/f). No obstante, también debe identificarse como un factor clave la articulación público-pública que se ha manifestado en las complementariedades entre Dirección Nacional de Industrias, Dirección Nacional de Energía, Dirección Nacional de Medioambiente, Dirección Nacional de Puertos y Universidad de la República (Entrevista realizada a la Directora Nacional de Energía, Ing. Agr. Olga Otegui. A modo de ejemplo, Otegui destacó “la disposición de todos los organismos involucrados del Estado (puerto, DINAMA, MTOP,) para concretar la política definida” haciendo referencia a la importación de los molinos.

Es posible identificar como piedra angular de la institucionalidad, que ha contribuido decisivamente a la transformación descrita en la sección 1, la “Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico” (Ley N° 16.832) del año 1997¹³. Esta norma plantea la instauración de un mercado competitivo en la etapa de generación (terminando con el monopolio estatal en la materia), creando un mercado mayorista de energía eléctrica y definiendo que la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) se constituya como persona pública no estatal con el cometido de administrar el mercado mayorista de energía eléctrica. Asimismo, habilita a la empresa estatal UTE a asociarse con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras, dentro del país (con la posibilidad de establecer contratos específicos de suministro y compra) y crea la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica, con el propósito de separar los roles empresario y regulador del Estado (Dubrovsky y Ruchansky, 2010).

Desde el decreto reglamentario de la Ley 16.832 (Dcto. 22/999 de 22 de febrero de 1999 y modificativos) hasta la actualidad, se han sucedido una serie de decretos y resoluciones que, muchas veces de manera *ad hoc* y con mucho pragmatismo, han completado un andamiaje institucional que se ha mostrado idóneo para la estimular un conjunto de acciones públicas y privadas- asociadas a la transformación de la matriz eléctrica y a la configuración de un mercado de comercialización de electricidad.

Algunos ejemplos del tipo de normativa que fue completando las reglas del juego son los siguientes¹⁴:

¹³ Debe considerarse un antecedente de esta norma la Ley Nacional de Electricidad N° 14.694 de 01/09/1977.

¹⁴ Una detallada relación de la normativa vigente en la materia puede consultarse en: URSEA “Texto Compilado de Normativas de URSEA” (<http://www.ursea.gub.uy>).

- Decreto 278/2002 reglamenta la transmisión de energía eléctrica, estableciendo una metodología para el cálculo de los peajes y los derechos y obligaciones de los usuarios.
- Decreto 277/2002, detalla los derechos y obligaciones de los usuarios de la distribución, incluidos los generadores conectados a dicha red, pero también establece las bases del régimen y la estructura tarifaria.
- Decreto 360/2002 reglamenta el funcionamiento del mercado mayorista, de los contratos y del mercado spot, y de las importaciones y exportaciones de electricidad.
- Decreto 77/2006 y modificativo 397/2007 que habilitan a UTE a efectuar licitaciones para comprar energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables a través de contratos por un máximo de 20 años y se establecen las condiciones para que los generadores puedan volcar excedentes al mercado spot.
- Decreto 241/2007, define el precio spot de la energía como el costo marginal de abastecer un incremento de demanda en el nodo correspondiente de la red de transmisión, a menos que el cálculo resultante exceda de 250 Dólares por MWh, en cuyo caso el Precio Spot de la energía será igual a 250 Dólares el Mwh.
- Decretos 44/2007, 228/2007 y 332/2007 que establecen ajustes en la determinación de los peajes de transmisión.
- Diversos decretos que establecen condiciones para la contratación de la compra de energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales –especialmente eólica- por parte de UTE (Dctos 296/008; 299/008; 403/009; 41/010; 367/010 y 159/011) estableciendo procedimientos competitivos para la celebración de dichos contratos.
- Decreto 424/011, cambia las reglas de juego admitiendo la adjudicación de concesiones a los oferentes que, presentados al último llamado competitivo, no hubieran sido seleccionados y aceptasen vender la energía al precio promedio ponderado en potencia de las ofertas que resultaron adjudicadas en el referido procedimiento.
- Decreto 59/015, establece criterios para el pago de la energía que los generadores se encuentren en condiciones de generar, pero que por una restricción operativa no resulte despachada en forma total o parcial. Sancionando que esta energía debe pagarse al mismo precio que el establecido en los contratos de compraventa.

De acuerdo con el marco regulatorio sancionado, puede identificarse como agentes del mercado mayorista a los generadores, los transmisores, los distribuidores y los grandes consumidores. Dado que se establece el libre acceso al sistema de transmisión, generadores y grandes consumidores podrían establecer negocios de manera directa con la única condición de pagar los peajes correspondientes.

Finalmente, además de habilitar a la iniciativa privada su participación en el mercado eléctrico, se ha consagrado una distribución de esferas de acción a nivel público: la política energética es cometido del MIEM con intervención decisiva de la DNE, la regulación corresponde a la URSEA, la actividad empresarial a la UTE y la operación/gestión del mercado y del sistema a la ADME.

El otro instrumento legal relevante, para explicar el desarrollo eólico en Uruguay, es el régimen general de inversiones (Ley Nº 16.906 y modificaciones posteriores) y decretos reglamentarios e interpretativos. En particular corresponde señalar la importancia del Decreto. 02/012, que incluye a las energías renovables entre las que se considera utilizan tecnologías limpias y, por tanto, pueden beneficiarse con incentivos adicionales - como la posibilidad de descontar un porcentaje mayor del IRAE-.

Por otro lado, el Decreto 354/009 (Artículo 1º) otorga incentivos tributarios específicos para emprendimientos cuyo objeto sea la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables no tradicionales, al amparo del Artículo 11 de la Ley Nº 16.906¹⁵. Concretamente en el caso de la energía eólica la exención implica el 90% del IRAE para inversiones que se concreten entre el 1º/07/2009 y 31/12/2017; 60% entre el 1º/01/2018 y 31/12/2020; y 40% entre el 1º/01/2021 y 31/12/2023 (Artículo 3º). Estas exoneraciones sólo rigen para la energía eléctrica vendida en el mercado de contratos a término¹⁶.

Los contratos a término –como se ha visto anteriormente- han sido los instrumentos privilegiados en el desarrollo de la energía eólica en el país, entre los actores privados de generación eólica y la UTE. Como señalan Esponda y Molinari (s/f), en Uruguay el desarrollo de la energía eólica privada no se dio en el marco del juego del libre mercado, sino que se dio bajo un régimen monopsónico, en donde el gran actor estatal (UTE) aseguró la compra de la energía mediante contratos por 20 años, asumiendo de esta forma el riesgo de demanda del negocio, y facilitando por esta vía la obtención de financiamiento por parte de los agentes privados.

Entre los estímulos para atraer la inversión privada, en dichos contratos se establece un precio mayor de compra de la energía por la entrada anticipada en servicio, la garantía de compra de la totalidad de la energía vendida –y de aquella que el sistema no podría absorber y se podría estar en condiciones de generar- y la responsabilidad subsidiaria de UTE ante el estado uruguayo en caso de incumplimiento del agente privado.

Las condiciones de los contratos garantizan una rentabilidad tal que han facilitado el aprovechamiento de una línea de crédito específica del Banco Interamericano de Desarrollo por parte del sector privado. Este, instrumento financiero, junto a otros, contribuyó al desarrollo descripto¹⁷.

Es de destacar que el decreto 424/011 de 23 de diciembre de 2011 estableció un cambio relevante en los mecanismos de adjudicación de concesiones, habilitando la posibilidad de eludir el procedimiento competitivo que se había establecido como clave en la política de desarrollo eólico. Ese decreto habilitó a UTE a celebrar contratos con aquellos oferentes que, habiéndose presentado al llamado K41938, no hubieran calificado pero estuvieran dispuestos a vender la energía al precio promedio ponderado por potencia de aquellas adjudicaciones.

Este cambio en las reglas de juego permitió una aceleración de la instalación de potencia eólica en el país, lo que explica las cifras manejadas en la sección anterior y el cumplimiento de las metas 2030 quince años antes. Este ritmo de inversión provocó un incremento de la capacidad instalada que podría haber excedido las necesidades de abastecimiento en el corto y tal vez en el mediano plazo.¹⁸

En la actualidad está presente una discusión sobre la eficiencia y eficacia de este instrumento contractual en el desarrollo eólico en el país, dado algunos síntomas de sobreinversión que parecen identificarse por algunos estudios y percepciones de los actores. Se ha incorporado esta temática en las entrevistas con informantes calificados y de esa manera se ha logrado construir el relato de los distintos actores al respecto.

¹⁵ Estos incentivos abarcan también a la cogeneración eléctrica, producción de energéticos, energía solar térmica, uso eficiente de la energía, servicios brindados por Empresas de Servicios Energéticos (ESCOs), fabricación nacional de maquinarias y equipos con destino a estas actividades.

¹⁶Según definición del Decreto 360/2002 de 11/09/2002.

¹⁷Véase: <http://www.iadb.org/es/sectores/energy/overview,18338.html>.

¹⁸ En la entrevista realizada al Director de la Empresa Ventus se hizo mención explícita a este cambio en las reglas de juego.

Los generadores con contrato a largo plazo con UTE tienen una visión positiva del marco institucional vigente, aunque señalan –algunos de ellos- que el cambio de reglas a partir de diciembre de 2011 podría haber ocasionado distorsiones en el proceso.

Los generadores sin contrato –que venden la energía generada en el mercado spot- consideran que hay un retraso (o incumplimiento) en la regulación para que funcione realmente el mercado eléctrico y pueda efectivizarse la compra-venta entre privados.

No obstante, entre los actores entrevistados existe una gran coincidencia en señalar que el liderazgo desde el poder ejecutivo y la normativa y los instrumentos utilizados constituyeron factores fundamentales en el proceso de instalación de la capacidad eólica en el país, junto a la alineación y articulación de distintos actores en su implementación.

Olga Otegui (Directora Nacional de Energía) señala enfáticamente que

“Lo que permitió que esto se diera es que se fijó una política, se fijó un camino, cómo iba a ser, que iba a ser a través de licitaciones públicas... O sea la transparencia... Otro aspecto que creo que fue importante fue la estabilidad país. Un inversor sabe que viene acá, invierte y las reglas no se cambian... Y, finalmente, saber que, detrás de todo esto, el contrato lo hacía una empresa del Estado, no una empresa cualquiera...”

Desde los actores privados la valoración es igualmente positiva. Tabaré Pagliano (Empresa Sowitec Uruguay) destaca la claridad del marco legal existente estableciendo un marco claro de referencia en cuanto al rol de los diferentes actores. Y agrega “este marco regulatorio ha sido esencial para lograr activar los canales de inversión desde el sector privado hacia emprendimientos de infraestructura de generación eléctrica...”.

Cabe destacar la perspectiva coincidente de Oscar Ferreño (Empresa VENTUS) y especialmente su valoración en términos comparativos con Argentina en materia de reglas de juego, lo que habría potenciado a Uruguay como receptor privilegiado de inversiones en el sector en el contexto rioplatense.

Finalmente, desde la perspectiva de los trabajadores –aún con posiciones críticas respecto a algunos de los instrumentos utilizados- se caracteriza el “consenso político” como el factor decisivo que habría logrado aislar la política energética de los vaivenes electorales de corto plazo... Se visualiza como segundo componente un “consenso social” que implicó que el grueso de la discusión se centre en la “dimensión ambiental” del cambio de matriz. De esta forma, usuarios y trabajadores, a entender de Gabriel Soto, entonces Presidente del sindicato AUTE, quedaron excluidos de la discusión pública sobre diversos aspectos adicionales que implicó la diversificación de la matriz energética. Y también se visualiza al marco regulatorio y otras herramientas jurídicas, como instrumentos claves para habilitar el desarrollo y la expansión de los emprendimientos privados en el sector. En este sentido se señala críticamente- el tipo de contratos firmados pues se sostiene que los mismos adoptaron un formato de “rentabilidad garantizada” que aseguraba el negocio, haciendo las veces de un subsidio a la inversión (Gabriel Soto Agrupación UTE).

Como cierre a esta sección y con base en la información manejada corresponde señalar que desde la perspectiva del estudio global, como política de desarrollo productivo, la política energética constituye un ejemplo de provisión de un bien público estratégico a través de articulación de instrumentos horizontales – como la ley de inversiones- con instrumentos específicos –políticas verticales- tales como los contratos PPA¹⁹. Todo ello en el contexto de un mercado monopsónico²⁰ en el que la empresa estatal UTE ha jugado un rol

¹⁹ PPA por la sigla en inglés de “Power Purchase Agreement”: contrato de compra venta de energía.

²⁰ La exportación reciente de privados al mercado eléctrico argentino, constituye un primer antecedente, aunque todavía marginal, de “quiebre” del monopsonio estatal en la compra de energía a generadores locales.

fundamental, tanto en lo simbólico (garantía estatal del único comprador) como en el campo real del mercado eléctrico, pudiendo caracterizarse el negocio eólico como un fenómeno de compra pública en gran escala.

5. Revolución eólica y productividad

La revisión de algunos trabajos pioneros (Esponda y Molinari, s/f; Sanguinetti y Messina, 2017) y las entrevistas realizadas en el marco de este proyecto, permiten tener una aproximación al impacto de la incorporación de la generación eólica en la evolución del costo de abastecimiento de la demanda (CAD) eléctrica en Uruguay.

Tabaré Pagliano (SOWITEC Uruguay) es enfático en su percepción del fenómeno,

“No tengo ninguna duda que el costo de generación bajó, comparado con la alternativa. La alternativa era generar con combustibles fósiles. Y también tenemos que considerar los números que existían cuando se tomaron estas decisiones: 350 dólares la importación del MWh desde Argentina, 420 dólares la importación desde Brasil, 140 dólares el precio del barril de petróleo [hoy el precio promedio que paga UTE por eólica a privados es de 72 dólares el MWh]... tenemos que pensar que el manejo de un sistema eléctrico no se puede evaluar en períodos de un año, ni de dos, ni de tres...”

Ferreño (Ventus S.A.) comparte esta visión sobre el abatimiento del costo, tomando como referencia los niveles registrados en la primera década del siglo.

“Creo que, con el petróleo alto y en algunas sequías, en 2006, 2007, se ubicó en cerca de 1.000 millones de dólares la compra de combustible para abastecer la demanda eléctrica. Y hoy, con los Parques Eólicos, ... debe de estar en el orden de los 450 millones de dólares. O sea que hay un abatimiento muy grande del costo de abastecimiento de la demanda”. Pero agrega, “¿Se podría haber abatido más? Sí, creo que si hoy en lugar de tener 1.500 megavatios eólicos tuviéramos 900, capaz que teníamos un ahorro de cien millones de dólares más por año.”

En el trabajo de Sanguinetti y Messina (2017) se realiza un par de ejercicios para evaluar el impacto que puede tener en la productividad el eventual exceso de la inversión y la rigidez que en el costo de abastecimiento de la demanda impondría el cumplimiento de los contratos con los parques eólicos privados. El resultado que obtienen es que el tipo de contrato realizado impondría una fuerte restricción a una óptima satisfacción de la demanda a partir de los precios relativos de generación.

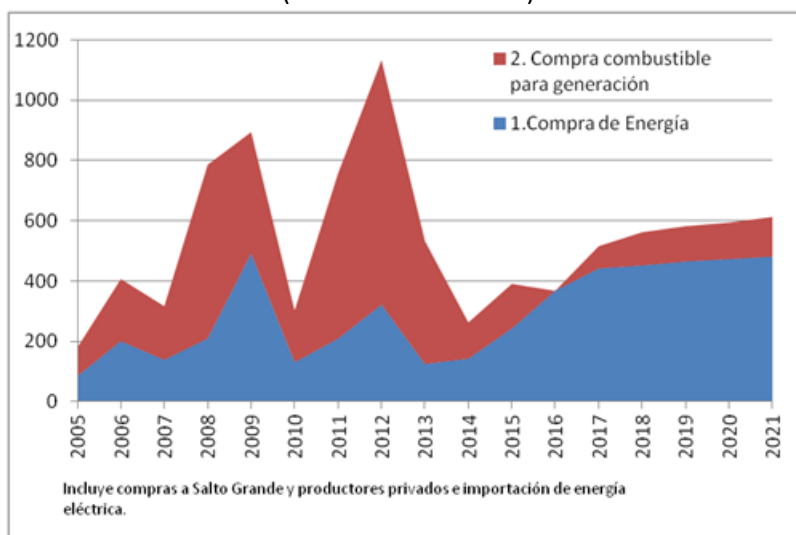
“Esta forma contractual tiene repercusiones al alza en el nivel del costo de abastecimiento de la demanda... Una de las principales desventajas se evidencia en años de mucha disponibilidad hídrica, en los cuales históricamente el costo de abastecimiento de la demanda se reduce notoriamente por ser éste el recurso más barato con un costo variable casi nulo... los compromisos contractuales han establecido un “piso”, lo que impide que el mismo se reduzca, como ha sucedido históricamente en años húmedos” (Sanguinetti et al, 2017).

El ejercicio realizado por los autores con escenarios de hidraulicidad promedio y también con años “secos”, ofrece interesantes elementos para discutir el impacto de la incorporación de la energía eólica –con el predominio de generación privada, como se ha llevado a cabo- en el costo de abastecimiento de la demanda. El resultado que obtienen es que, en promedio, el costo de abastecimiento de la demanda no se reduce sustantivamente, a la vez que, se establece un piso relativamente alto de costos vía contratos, dado el compromiso de compra de toda la electricidad generada (o que se pudiera haber generado).

No obstante, cuando se revisan las cifras manejadas en el propio trabajo de Sanguinetti et al., resulta relevante distinguir entre factores coyunturales y tendencias de mediano y largo plazo. Como puede observarse en el Gráfico 5, la incorporación de la energía eólica en la matriz eléctrica otorgaría una mayor previsibilidad a la evolución del costo de abastecimiento de la demanda, lo que constituía un problema estructural en la “vieja” matriz eléctrica. En las proyecciones realizadas por los autores, que se realizan con base en el “Programa financiero 2017-2021 del presupuesto 2017 y memorias de UTE”, es claro que la previsibilidad sería una de las

características de la nueva matriz eléctrica. Pero, además, se concretaría uno de los objetivos perseguidos por la Política Energética 2005-2030: la reducción de la dependencia petrolera.

Gráfico 5
UTE. Costo de Compra de Energía y Combustible
 (Millones de Dólares)



Fuente: Sanguinetti et al. Cuadro 4. P. 17

Asimismo, como se muestra en el Gráfico 5, se concretaría una caída de la participación de la compra de energía y combustibles para generación en la estructura de costos de UTE para el abastecimiento de la demanda, reduciéndose de 46% a 39% a partir de la incorporación de la fuente eólica a la matriz (Sanguinetti et al. 2017).

La Directora Nacional de Energía, Olga Otegui, en la entrevista realizada para este proyecto afirmó –a partir de la constatación de este abatimiento de los costos de abastecimiento- que “hace cuatro años que no importamos nada de energía. Con lo que nosotros generamos abastecemos nuestra demanda interna, independiente de la situación climática que tengamos.”

Es importante señalar que, no obstante, ha sido necesario descartar la utilización de energía hidráulica en cantidad importante durante el período (derivación por los vertederos), el pago a generadores privados “para no generar” y que la exportación de energía eléctrica a los vecinos ha encontrado dificultades para concretarse.

La incorporación de privados a la producción de energía también genera opiniones divididas²¹. Al ser entrevistado, Gabriel Soto de Agrupación UTE sostuvo que de haberse realizado bajo inversión pública, la revolución eólica hubiera permitido una reducción del CAD muy superior. Algo similar se afirma en algunos de los escenarios planteados en Sanguinetti y Messina (2017). Allí está implícito que el *mix* óptimo no se habría logrado por la estrategia privatizadora. Pero también –como fue señalado más arriba- los propios desarrolladores reconocen un problema de sobreinversión para explicar que el CAD no haya tenido un mayor abatimiento.

²¹ En una etapa posterior del desarrollo del proyecto se aspira a contrastar las opiniones de los distintos actores (AUTE, Desarrolladores, Dirección Nacional de Energía) sobre este tópico.

6. El cambio climático y la política energética

En el diseño e implementación de la política energética la temática ambiental en general y, particularmente, el cambio climático tuvieron una fuerte presencia. De las entrevistas surge con claridad el enorme peso de esta dimensión en la fundamentación a favor de las energías renovables y de la energía eólica en particular como claves para la transformación de la matriz energética.

De hecho, la preocupación por el cambio climático en Uruguay precede a la Política Energética 2005-2030. Tan así que puede afirmarse que Uruguay fue relativamente pionero en incorporar tanto la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 1994 con la aprobación de la Ley 16.517 en el mismo año. Asimismo, se ratificó el Protocolo de Kioto de 1997 mediante la Ley 17.290, en el año 2000.

De todas formas, tras la aprobación del plan de política energética en el año 2008, surgió en nuestro país el Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático y Variabilidad, creado a partir del decreto 238/009 en el año 2009. Dicho sistema es coordinado por el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA) donde participan además distintos organismos e instituciones, tanto de la esfera pública como privada.

Si bien el cambio climático presenta una serie de desafíos al Uruguay, que involucran al sector productivo (en particular el agropecuario), los recursos costeros, la salud y la biodiversidad, no menos cierto es que la gravitación de la contaminación por generación térmica en el sector energético constituye -o al menos constituía- uno de ellos.

Al cambio en la matriz energética a favor de las renovables, que contempla no sólo a la generación eólica sino también la solar (fotovoltaica) se agregan toda una serie de disposiciones a favor de la eficiencia energética a través de la Ley 18.697 en el 2009. Además, se creó la Unidad de Eficiencia Energética (UEE) para cumplir los cometidos que le marca la ley y se asignó al Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) la responsabilidad de elaborar un Plan Nacional de Eficiencia Energética a 15 años, con revisión quinquenal.

Otro hecho destacable radica en la creación del "WindMade" en Uruguay, constituyendo el primer etiquetado de consumo mundial que identifica tanto a productos como a empresas que usan el viento como fuente principal de energía.

Según el Poder Ejecutivo, esta perspectiva ambiental le otorga a la "revolución eólica" en Uruguay un carácter estratégico en la medida que podría contribuir a la mejora en la competitividad de la producción nacional en mercados donde ciertas exigencias ambientales operan eventualmente como barreras a la entrada.

7. ¿Nacieron o se consolidaron empresas nacionales como "desarrolladoras" de emprendimientos eólicos?

El cambio de matriz energética, modificando fuentes y tecnologías tuvo como efecto simultáneo la apuesta fuerte a la inversión del sector privado. Al principio, mediante la incorporación de biomasa y, posteriormente, con la generación eólica. Más recientemente, se da un crecimiento importante (aunque en un quantum energético muy inferior) de los emprendimientos fotovoltaicos.

Por tanto, para responder la pregunta que signa el análisis en la presente sección nos abocamos a mostrar el desarrollo relativo de empresas en dos grandes ejes: a) la proliferación de empresas vinculadas a la generación de energías renovables y, en particular, los parques eólicos; b) el desarrollo de empresas, o ramos

empresariales, vinculados al modelo de negocios de la generación eólica y las energías renovables en general. En este segundo ítem, destacan los servicios jurídicos y financieros.

Empresas Productoras de Energía

El análisis de los “agentes productores” de energía puede discriminarse en dos grandes subgrupos. Por un lado, los generadores, que son empresas que se dedican exclusivamente a la generación de energía y, por otro, los “autoprodutores”. Éstos últimos, son agentes cuyos emprendimientos industriales necesitan de la producción de energía eléctrica para el desarrollo del proceso productivo y que, como la generación es excedentaria, tienen interés en volcar a la red²². En cualquiera de los dos casos, las opciones son vender con contrato a término con un agente comprador con precios predefinidos (hasta ahora existe un monopsonio de la UTE en el mercado eléctrico), u optar por vender a precio SPOT en el Mercado Eléctrico.

Los productores de energía eólica pueden desagregarse de distintas formas. En primer lugar, entre aquellos que son generadores privados y aquellas inversiones que fueron realizadas por UTE. En esta primera división, se observa que el 65% de la potencia instalada en eólica sería totalmente privada y un 35% fue realizado con diversas modalidades. De estas últimas, el 7% fue por inversión pública tradicional, un 11% por sociedades anónimas, otro 11% por fideicomiso y un 6% por Leasing. En los casos de sociedades anónimas y fideicomiso, la empresa eléctrica estatal comparte la inversión con otros grupos empresariales o con accionistas varios.

Del total de la inversión privada en generadores eólicos realizada, el 92% tiene contrato con la UTE. Entre aquellos que no cuenta con contrato, se destaca un modelo de negocios particular, impulsado por la empresa Ventus Energía S.A. que abarca a cuatro parques eólicos de menor tamaño relativo. En este caso se comercializa la energía en el mercado spot y -como se ha concretado en el último año- se exporta energía a la región.

Si desagregamos la inversión por potencia y no por monto invertido, los números se modifican aunque no de forma significativa. Incorporando las inversiones que estaban adjudicadas y en trámite en 2017, de un total de 1.480,1 MW de potencia, la UTE detenta en su propiedad 158,2 MW (11%) mientras que en conjunto con otras empresas bajo las distintas modalidades presentadas anteriormente tiene unos 330,15 MW (22%). La potencia instalada en manos del sector privado asciende a 991,75 MW (67%) de los cuales 32,6 MW operan exclusivamente en el mercado SPOT y obedecen a los cuatro parques eólicos, de distintos propietarios pero todos ellos diseñados por la empresa Ventus.

El desarrollo de emprendimientos eólicos y, en particular el know how generado, ha permitido que algunas empresas -nacidas en el proceso de la revolución eólica- estén en condiciones de exportar la experiencia acumulada. Un caso, pero no el único, es el de la empresa Ventus que ha logrado posicionarse en algunos países de la región, abriendo oficinas en Argentina, Bolivia, México y Colombia (El Observador, 29.06.2016; www.elobservador.com.uy).

Microgeneración

La microgeneración se enfoca generalmente en centros con pequeños consumos de energía, ya sea en ciudades o lugares aislados de redes eléctricas donde no llega el suministro por la vía tradicional. No obstante, en nuestro país también existe microgeneración conectada a la red habilitada por el Decreto 173/010, el cual permite la conexión a la red de baja tensión de generadores de fuentes renovables de energía eólica, solar, biomasa y minihidráulica, desde julio de 2010.

En la “Guía de Actores de las Energías Renovables” (www.energiaeolica.gub.uy) aparecen unas 15 empresas vinculadas a la microgeneración compuestas por distribuidores, desarrolladores e instaladores. En general,

²² Aunque no son el único caso, se destacan las plantas productoras de pulpa de celulosa.

abarcan un amplio espectro de productos que brindan soluciones a escala tanto para el sector residencial como, y principalmente, para el sector productivo. Entre ellas destacan con desarrollos eólicos, Tecnovex S.A. y Neolos Ayariri que son de capitales nacionales.

8. El componente nacional de la inversión como oportunidad de desarrollo empresarial

La revolución eólica en Uruguay ha constituido una oportunidad de estímulo a la dinámica económica por los efectos directos sobre las principales variables económicas (empleo, inversión, producción, etc.), pero también por el efecto derrame hacia otros sectores por la incorporación de la industria nacional como proveedora de los emprendimientos eólicos.

Como ya fue señalado el desarrollo del negocio eólico en Uruguay puede caracterizarse como una gran operación de compra pública, pero también se promovió el desarrollo de la industria nacional incorporando la figura del Componente Nacional de la Inversión (CNI) en los pliegos licitatorios, como factor importante en la evaluación de las propuestas.

La construcción de un parque eólico puede desagregarse en un conjunto de actividades, entre las que se destacan la construcción (obras civiles de adaptación de terrenos, caminería, realización de las fundaciones, montaje de los aerogeneradores), transporte, ingeniería (estudios de potencial eólico, ambientales, geotécnicos y otros), industria eléctrica (transformadores, cables e instalaciones eléctricas), industria del software, electrónica, logística, estudios de factibilidad técnica y económica, entre otros. Por su parte, la fabricación de aerogeneradores involucra además otras industrias como metalúrgica pesada, mecánica, electrónica de potencia, fibra de vidrio, fibra de carbono y materiales compuestos (fabricación de las aspas), industria del cemento y construcción (en caso de torres de hormigón), ingeniería eléctrica entre otras.

Resultado de un trabajo de relevamiento y evaluación de capacidades de empresas nacionales para dar respuesta a aquel tipo de demandas, en el documento del Programa de Energía Eólica del año 2009 se concluía que “todas las obras civiles previas a la instalación del parque, así como las fundaciones de los aerogeneradores, el transporte, apoyo en el montaje, instalaciones eléctricas, logística y los estudios técnicos de diversa índole pueden ser realizados por empresas nacionales...” (PEE, 2009).

Los sectores identificados como capaces de participar del proceso de instalación de la capacidad eólica en el país eran: la industria eléctrica (industria de transformadores e industria de cables), metalúrgica pesada, construcción (obra civil, fundaciones y montaje), industria del plástico, software e industria electrónica.

En el desarrollo de los proyectos de infraestructura de generación eléctrica, que tuvieron a UTE como actor fundamental, se implementaron mecanismos de promoción de proveeduría o integración nacional. Esta política fue creada y dirigida principalmente por la Dirección Nacional de Energía, coordinadamente con la Dirección Nacional de Industrias, y estuvo orientada a que las licitaciones de compras de energía por parte de UTE favorezcan la incorporación de valor agregado nacional en la construcción de parques eólicos y otras fuentes de energía renovable.

Esta política no necesariamente favoreció la creación de nuevas empresas o sectores, pero permitió aumentar la escala y la especialización productiva de las existentes, por ejemplo, en construcción, fabricación de transformadores, calderas y cables de conducción eléctrica. La articulación público-privada resultó fundamental, siendo que la propia Cámara de Industrias del Uruguay fue la entidad certificadora del componente nacional en dichas inversiones, y en conjunto con el sector público convocó rondas de negocio para incentivar la participación de empresas nacionales en estos proyectos.

La contribución al desarrollo de capacidades productivas nacionales ya estaba explícita en el objetivo general de la política energética. En particular, el tercer objetivo particular de la política señala

“Los actores privados participan en el sector energético de acuerdo a los lineamientos determinados por el PE, procurándose evitar que existan actores dominantes dentro de cada subsector. Se buscará el camino para que esta participación privada contribuya al fortalecimiento del aparato productivo nacional, generando transferencia de tecnología, calificando mano de obra especializada, desarrollando capacidades industriales, etc.”.

Con esa orientación, la política energética en base a incorporación de fuentes renovables incluyó el llamado “componente nacional” con el objetivo de que el sector productivo pudiera participar en las diferentes etapas de construcción de los proyectos energéticos.

En primera instancia, UTE incluyó en sus convocatorias un esquema que promovía la mayor incorporación de componente nacional en las inversiones a realizar por parte de los proveedores de energía. Posteriormente se incluyó un mínimo de integración nacional de la inversión para ser considerada elegible. Asimismo, en los proyectos de autogeneración de UTE y de energía fotovoltaica se elevó la exigencia con relación a la incorporación de bienes de capital nacional, ya que, con base a la experiencia adquirida en los proyectos anteriores, se observaba que el mínimo del componente nacional se alcanzaba básicamente con actividades relacionadas a la construcción y a los servicios técnicos, y que la incorporación de bienes de capital de origen nacional era escasa.

La Cámara de Industrias del Uruguay fue la institución designada para la certificación del porcentaje de componente nacional de las centrales de generación eólica, fotovoltaica y biomasa.

El primer hito de la política corresponde al Decreto 77/006, a través del cual se estableció que UTE comenzaba a establecer contratos especiales de compraventa de energía eléctrica con proveedores que produjeran dicha energía a partir de la fuente eólica, biomasa o pequeñas centrales hidráulicas por hasta 60 MW de potencia total instalada, y que los contratos a suscribir surgirán de procedimientos competitivos. Por su parte, el Decreto estableció que para la adjudicación se tendría en cuenta los precios ofertados por unidad de energía entregada para cada fuente, así como los parámetros vinculados a la integración del componente nacional, entre otros puntos. En lo que refiere al componente nacional, se determinó que cada oferta debía explicitar la parte de componente de la inversión que correspondía a bienes de capital nacional, obras de instalación realizados por empresas nacionales, y estudios de ingeniería nacionales. En efecto, si bien este primer Decreto no exigió un porcentaje mínimo de componente nacional, sí daba una preferencia en el precio en el hecho de incluir componentes nacionales en la inversión.

Por lo dispuesto, se generó la necesidad de certificar el origen nacional de los componentes que integran la inversión y el Poder Ejecutivo a través del MIEM delegó a la Cámara de Industrias del Uruguay (CIU) la tarea de certificación. En el primer hito, únicamente se firmó un acuerdo de entendimiento entre ambas organizaciones, luego de que la CIU diseñó una metodología de evaluación y definición de criterios. La delegación de la certificación del componente nacional de la inversión a la Cámara de Industrias del Uruguay obedeció a la vasta experiencia que presentaba dicha institución en procesos de certificación de origen para el comercio exterior. La Cámara preparó un equipo profesional con este objetivo, cuyas responsabilidades están asociados a la propia certificación y al asesoramiento a los diferentes actores vinculados a la certificación (desarrolladores, empresas de construcción y servicios técnicos, proveedores de bienes de capital, profesionales en diversas áreas, entre otros).

Es importante constatar la evaluación que se hacía desde el organismo rector de la política energética al respecto en 2009, cuando todavía no se había consolidado el proceso de instalación eólica. En aquel año un documento de la DNE del MIEM, expresa:

“Ya existen en el país explotaciones eólicas a nivel industrial, aunque de una escala incipiente, y con escasa participación de la industria nacional... Sin embargo, se anuncia una política energética que en un futuro muy cercano promueva este proceso, con metas ambiciosas de potencia instalada”. La intervención de la industria nacional en las granjas eólicas a ser instaladas en los próximos años dependerá de muchos factores. Entre ellos las metas de incorporación de potencia eólica en los próximos años, los incentivos que el gobierno otorgue, los acuerdos entre proveedores y desarrolladores de parques eólicos, eventualmente mínimos exigidos de componente nacional, el grado de información y confianza de los desarrolladores sobre los proveedores nacionales, variables asociadas a los créditos disponibles” (Programa de Energía Eólica en Uruguay, DNE-MIEM, 2009).

En ese documento, se evaluaba positivamente la posibilidad de intervención de la industria nacional en dicho proceso, pero a condición de que fuera capaz de responder a los desafíos inherentes al mismo

“A partir de información obtenida en entrevistas con empresas de estos sectores, se concluye que Uruguay cuenta con las capacidades técnicas y tecnológicas para desarrollar componentes de la industria eólica... Sin embargo, no se puede afirmar que las escalas de producción actualmente instaladas (al menos en algunos sectores) sean suficientes como para intervenir en un ritmo importante de instalación de potencia eólica en lo inmediato. La creación de líneas específicas de producción de componentes para la industria eólica requeriría de nueva inversiones” (Programa de Energía Eólica en Uruguay, DNE-MIEM, 2009).

Pero el documento era relativamente optimista respecto a las potencialidades de la industria nacional

“Si bien las primeras experiencias de granjas eólicas en Uruguay (de potencia limitada, y con escasos incentivos a la intervención de la industria local) tienen un componente nacional del entorno de un 8% del total de la inversión, dependiendo de todos los factores anteriormente nombrados, se considera que en un escenario optimista los próximos emprendimientos eólicos de gran escala podrían llegar a tener hasta un 40% de componente nacional” (Programa de Energía Eólica en Uruguay, DNE-MIEM, 2009).

El segundo hito corresponde el Decreto 403/009 donde se establecen los lineamientos para la realización de contratos de compra de energía eólica hasta una potencia nominal de 150 MW. A diferencia de los Decretos anteriores se comenzó a exigir un porcentaje mínimo de componente nacional de la inversión equivalente al 20% del monto total de la inversión prevista para la construcción del parque eólico. A su vez, se determina que el pliego establecerá un mecanismo de bonificación en el precio comparativo de la incorporación de insumos nacionales que superen el 20% mínimo requerido. En este segundo hito se volvió a trabajar en el desarrollo de una metodología de evaluación para la certificación del componente nacional. La CIU presentó una iniciativa y a través de un expediente administrativo se alcanzó al Entendimiento Dirección Nacional de Energía (DNE) – CIU, aunque ese proceso no culminó con una normativa específica.

La metodología de evaluación del componente nacional comprende un conjunto de procesos administrativos y auditorías técnicas que garantizan la veracidad del porcentaje de componente nacional de la inversión, que luego forma parte del precio de la energía de las centrales de generación.

El tercer hito corresponde al Decreto 159/011 y es la primera vez que el MIEM publica una resolución ministerial con la metodología de certificación (826-11).

La inversión en obra civil y los estudios técnicos con los responsables de la mayor parte de la inversión del componente nacional y si bien era esperable que la inversión en obra civil fuera igualmente desarrollada en su gran mayoría con capacidades nacionales, la exigencia de un mínimo contribuyó a que las empresas contraten más mano de obra nacional en detrimento de mano de obra extranjera. No obstante, surgieron situaciones que obligaron a realizar modificaciones y ajustes en la normativa, que no habían sido previstos en el diseño inicial. Un ejemplo fue el hecho de que se debió contemplar como componente nacional a la mano de obra extranjera

de países que mantenían convenios de seguridad social con Uruguay, cuando la mano de obra era contratada por una empresa nacional.

En lo que refiere al desarrollo de capacidades técnicas asociadas a los servicios, hay cierto consenso en que resultó relevante la exigencia de un mínimo de componente nacional y un beneficio en la paramétrica del precio de adjudicación, ya que permitió que se desarrollaran capacidades nacionales en vez de priorizar la contratación de empresas internacionales con importante experiencia en desarrollo de este tipo de negocios. En los hechos, muchas empresas locales se encuentran actualmente exportando este tipo de servicios a la región y se han internacionalizado, como es el caso de Ventus, SEG ingeniería, CCI, entre otros. En efecto, la política de incentivo a la incorporación de componente nacional en la inversión de energía logró que varias empresas lograran consolidarse y expandirse.

En lo que refiere a los materiales para la construcción, como es el caso del cemento y el hierro, en los hechos se verificó una alta provisión de productos nacionales, aunque no resulta sencillo identificar si esto obedeció a que la política logró impulsar una mayor provisión de bienes nacionales, o que de no haber existido dicha política los materiales hubieran sido igualmente en su mayoría de origen nacional. Según la opinión de los actores involucrados, los incentivos fueron contundentes, y más allá de su cuantificación, generó incentivos para la proveeduría local.

En cuanto a la proveeduría nacional de bienes de capital, el éxito de la política parece menos auspiciosa, con casos de éxito en determinados segmentos y con empresas particulares, pero con otros sectores y actores que no encontraron condiciones para hacer rentable la provisión de bienes de este tipo. En particular, y como respuesta a esta comprobación, en el hito seis y siete - que surge a partir de la Res. UTE 13-384 y Res. MIEM 26/07/2013 para los parques eólicos de autogeneración de UTE y el Decreto 133/013 y la Res. del MIEM 10/13 para energía fotovoltaica - hubo un quiebre en la metodología, introduciendo cambios para incentivar aún más la incorporación de bienes de capital de origen nacional.

Como se mencionó anteriormente, en un principio el 20% de componente nacional fijado en los hitos anteriores era fácilmente alcanzable con los otros dos componentes de inversión (obra civil y servicios técnicos) y la inversión en bienes de capital era tendiente a cero.

En la nueva metodología para la evaluación del componente nacional de parques eólicos propios de UTE, se estableció que cada oferta debería alcanzar como mínimo el 20% de la inversión en componente nacional, pero además los bienes de capital, equipos y demás materiales de infraestructura deberían representar al menos el 5% del monto total de la inversión realizada, y la obra civil no podría representar más del 10% de la inversión, mientras que el transporte, montaje y estudios técnicos no podrían representar más del 5% total de la inversión. Para considerar que se cumpla el requisito del 5% de incorporación de bienes de capital nacionales, se podían incluir insumos de la lista que se presenta a continuación. Si se lograban incorporar bienes por valor equivalente a 100 puntos, implicaba obtener los 5 puntos porcentuales de componente nacional en bienes de capital. Está previsto que se pueda realizar una consulta en la DNI en el caso de que se quieran incluir otros bienes que no se encuentran explicitados en la lista.

Para el caso de los transformadores y conductores eléctricos, se adjudicaron 50 puntos si se utilizaban el 100% de los que puedan ser fabricados en Uruguay, mientras que se puede completar los 100 puntos con un mix de los tres insumos, sin que tenga que obtenerse el 100% de los puntos en cada ítem. A su vez, en caso de no alcanzarse el 15% exigido para obra civil, transporte, montaje y estudios técnicos, el porcentaje faltante podría ser cubierto con bienes de capital excediendo los 100 puntos a razón 1%= 20 puntos.

Cuadro 5
Puntaje asignado a los insumos de componente nacional

Insumo	Pun taje
Estructura de las torres (cualquier material que se fabrique)	70
Transformadores	25
Ascensor	20
Plataforma de la nacelle	20
Bulonería de fijación de los tramos de la torre	20
Plataforma de torres	15
Anillo de fundación o jaula de anclaje	25
Carenado de la nacelle	20
Sistema SCADA de control de aerogeneradores	20
Escalres de la torre	20
Conductores eléctricos	15

Fuente: Cámara de Industrias del Uruguay

Un dato interesante a considerar es el hecho de que la DNE ha manifestado el interés de evaluar el impacto de la política de componente nacional de la inversión, analizando la información estadística que surge de las certificaciones nacionales con el objetivo de extraer información respecto a cuáles fueron las empresas proveedoras nacionales, qué productos nacionales fueron incorporados, segmentar a nivel de empresa, y luego proyectar dónde está la brecha más corta para el desarrollo en una nueva etapa.

En este sentido, la experiencia adquirida en estos años permitirá que las autoridades competentes analicen el desarrollo de este proceso y evalúen la pertinencia de realizar ajustes en un futuro, de forma de que se diseñen los instrumentos necesarios a través de esta política para impulsar el desarrollo de nuevas capacidades en la industria. Asimismo, puede resultar muy interesante analizar cuáles fueron las razones por las cuales, determinados sectores industriales que a priori parecían disponer de capacidad para proveer determinados bienes, no lograron aprovechar esta oportunidad. Incluso evaluar los efectos que pudo haber tenido el cambio en las reglas de juego que precipitaron o aceleraron el proceso de instalación eólica, lo que modificó sustancialmente el timing para los proveedores locales.

Se espera que se produzca una segunda ola de inversión en energía renovable, que se estima se inicie a partir del año 2023, por el hecho de que los parques tienen una vida útil de aproximadamente 20 a 30 años (no se sabe aún qué va a suceder con los parques cuando finalicen los contratos que son a 20 años), y por el incremento de la demanda de energía. Asimismo, la UTE está trabajando en algunos proyectos para completar el anillo eléctrico del país (Melo - Tacuarembó y Tacuarembó – Salto), lo que permitiría que el excedente de energía se exporte directamente a Brasil, transformándose Uruguay en un proveedor de energía regional.

Los próximos llamados podrían contemplar mejoras en función de la experiencia adquirida, lo en parte dependerá del resultado que surja del procesamiento de información de los certificados de componente nacional que la DNE pretende realizar próximamente. La identificación de los proveedores que participaron, y qué sectores industriales tuvieron mayor participación, resulta un elemento que se agregará al análisis de las fuentes de energía a priorizar.

En lo que refiere al costo de administración de la política (diseño, cumplimiento y certificación), se estima en el 0,1% del total de la inversión.

Como puede apreciarse en los cuadros 6 y 7, del total de inversión de los proyectos certificados (US\$ 1.572 millones), US\$ 474 millones corresponden a la inversión certificada en componente nacional. Estudios técnicos fue el principal componente de la inversión nacional (US\$ 167 millones y 11% de la inversión global), seguido por las actividades de construcción y montaje (US\$ 124 millones, 8% de la inversión total). La inversión en materiales para la construcción y montaje ascendió a US\$ 73 millones, representando el 5% de la inversión total. Por su lado, la inversión en bienes de capital ascendió a US\$ 60 millones, participando en el 4% del total de la inversión.

La participación de los diferentes componentes de la inversión nacional difiere significativamente entre las diversas fuentes de generación. A modo de ejemplo, en el caso de la biomasa, la inversión certificada de bienes de capital de origen nacional representó el 15% del total de la inversión, debido a que las calderas fueron provistas en su mayoría por proveedores locales. Por el contrario, en el caso de la eólica, los bienes de capital de origen nacional representaron únicamente el 3%, mientras que en el caso de fotovoltaica dicha ratio ascendió al 0,5%. En lo que refiere a paneles solares y aerogeneradores, la escala y las barreras tecnológicas no permiten que se puedan desarrollar localmente, a diferencia de lo que sucede con la energía producida en base a fuente de biomasa, donde existen capacidades en la industria local para proveer calderas. No obstante, dos parques eólicos han construido sus estructuras en base a hormigón, lo que implicó que alcanzaran el 43% de la inversión en componente nacional.

La dinámica implantación de potencia eólica en el país implicó un proceso de aprendizaje, tanto en la esfera técnica como en la gestión que debe considerarse un positivo derrame (Entrevista a César Bourdiel, CIU).

Cuadro 6
Inversión total e inversión certificada por componente nacional
Millones de dólares

Fuente de Energía Renovable	Inversión Total	BK, E y MI	OC de Instalación y Montaje (materiales)	OC de Instalación y Montaje (mano de obra)	Transporte	Estudios Técnicos	Total Inversión Nacional
Eólica	1332	38	59	105	45	137	383
Biomasa	144	22	8	14	0	14	59
Fotovoltaica	96	0,5	7	4	4	17	32
Total	1572	60	73	124	49	167	474

BK: Bienes de Capital; E: Equipamiento; Materiales de Infraestructura. OC: Obra Civil.

Fuente: CNI de CIU

Cuadro 7
Participación de la inversión certificada por componente nacional
Porcentaje de la Inversión Total

Fuente de Energía Renovable	BK, E y MI	OC de Instalación y Montaje (materiales)	OC de Instalación y Montaje (mano de obra)	Transporte	Estudios Técnicos	Total Inversión Nacional
Eólica	3%	4%	8%	3%	10%	29%
Biomasa	1,5%	6%	10%	0%	10%	41%
Fotovoltaica	0,5%	7%	5%	4%	17%	33%
Total	4%	5%	8%	3%	11%	30%

BK: Bienes de Capital; E: Equipamiento; Materiales de Infraestructura. OC: Obra Civil.

Fuente: CNI de CIU

La información suministrada por la CIU permite identificar la participación de las empresas uruguayas en los distintos rubros y evaluar el grado de aprovechamiento de la ventana de oportunidad que brindó el proceso.

En tal sentido es posible identificar casos exitosos y otros no tanto. En el Cuadro 8 se ofrece un primer listado y caracterización de empresas.

Cuadro 8. EMPRESAS CON PARTICIPACIÓN ACTIVA EN COMPONENTE NACIONAL DE INVERSIÓN			
Empresa	Breve descripción	Trayectoria/performance	Rubro
Trimec S.A.	<p>Proyectos y montaje de estructuras metálicas e instalaciones electromecánicas en general.</p> <p>Proyecto y ejecución de instalaciones eléctricas (media y baja tensión).</p> <p>Diseño, fabricación e instalación de maquinaria y equipos industriales.</p>	<p>Inició actividades en junio de 1991... ventas de los últimos cinco años de la empresa, aproximadamente el 70 % fueron realizadas en Uruguay el 30 % restante fueron ventas al exterior (Argentina, Estados Unidos, Alemania, China, Australia, México, Bélgica y Sudáfrica)</p>	<p>Suministro de bienes de capital: Plataformas de operación y mantenimiento; puerta y escalera de acceso a torre; componentes internos aerogenerador. Tomó de empresa alemana Hailo para ascensores...</p>
Urutransfor S.A.	<p>Industria uruguaya de transformadores, planta industrial de más de 6.000 m2, diseña y fabrica transformadores de distribución y potencia.</p>	<p>Más de 75 años de experiencia, proveyendo productos de alta tecnología y calidad al MERCOSUR y al mundo.</p>	<p>Suministro de bienes capital: Transformadores</p>
Partiluz S.A.	<p>Fabricación y mantenimiento de transformadores de distribución y potencia.</p>	<p>Más de 15 años de antigüedad en el mercado local...En 2013 la empresa inicia su participación en proyectos de energías renovables, brindando soluciones integrales para parques eólicos y solares. Partiluz suministra la solución de kiosco con transformador para los parques eólicos: Artilleros, Polesine (Florida), Melowind y Pampa... con lo cual Partiluz se acerca a los 500 MVA en transformadores fabricados para Energías Renovables</p>	<p>Suministro de bienes capital: Transformadores</p>
Cablinur S.A.	<p>Fábrica de conductores eléctricos</p>	<p>Rey Campos S.A. Cablinur fue fundada el 16 de noviembre de 1970 comenzando un emprendimiento familiar hasta convertirse en una de las principales fábricas de conductores eléctricos de Uruguay. 80 funcionarios distribuidos en 2 plantas y más de 6.500 metros cuadrados).</p>	<p>Suministro de bienes capital: conductores eléctricos</p>

CIR Industria Metalúrgica S.A.	<p>Uno de los grupos de empresas mas antiguos y pujantes de Uruguay.</p> <p>CIR brinda a sus clientes soluciones completas e integrales, además de servicios de primer nivel en las áreas de Industria Metalúrgica de Base a través de CIR S.A., de Ingeniería y Diseño de generadores de vapor y energía a través de TFU Generación térmica, de Montaje electromecánico a través de TFU Montajes, de Servicios al Transporte a través de Servipiezas S.A. y Mekatronic S.A. y del Acondicionamiento Térmico (HVAC) a través de CIR Div. Acondicionamiento Térmico.</p>	<p>CIR Industria Metalúrgica se estableció en Uruguay en 1932, desarrollando su actividad en la industria de la construcción con una rápida migración hacia el rubro metalúrgico, consolidándose como la industria líder en el suministro de equipos de gran porte y variada complejidad. Ha participado activamente, como proveedor principal o como sub-contratista, en la mayoría de los emprendimientos industriales de la región en los últimos años. En la actualidad, cuenta con la mayor infraestructura del país, destacándose un área cubierta de 28.000m².</p>	<p>Suministro de bienes de capital: jaulas de anclaje</p>
Enercon Uruguay S.A.	<p>Producción de los segmentos de torres de hormigón en la planta de producción que se encuentra ubicada en el emplazamiento del Parque Eólico Peralta GCEE (Peralta I-II).</p>	<p>Capacidad de producción cercana a tres torres por semana y empleará a 145 personas entre operarios, técnicos y personal administrativo</p>	<p>Suministro de bienes de capital: torres de hormigón</p>
Controles S.A.			<p>Suministro de bienes capital: rectificadores batería, controladores bahía y otros equipos.</p>
Ingener S.A.			<p>Suministro de bienes capital: tableros</p>
SACEEM S.A.	<p>Ha desarrollado sus actividades en Ingeniería y Construcción fundamentalmente en Uruguay con participación en Brasil, Argentina, Perú y Venezuela.</p>	<p>Empresa uruguaya en las áreas de Ingeniería y Construcción que opera en forma ininterrumpida desde el año 1951. Participación en: Parque eólico Florida II; Parque Eólico Cerro Grande; Parque Eólico Peralta I y II</p>	<p>Proveedor de Obra Civil</p>
Teyma Uruguay S.A.	<p>Teyma Construcción, sociedad uruguaya constituida en el año 1980 como subsidiaria de Abengoa de España, es básicamente una empresa contratista que desarrolla sus actividades principales en la industria de la construcción. Brinda recursos y soluciones técnicas en las siguientes áreas: hidráulica, eléctrica, civil, arquitectura, servicios urbanos e industrial.</p>		<p>Proveedor de Obra Civil</p>
CIEMSA	<p>Servicios de ingeniería, construcción, montaje, operación y mantenimiento de infraestructura para el sector público y privado uruguayo desde 1980</p>	<p>Capacidades en Ingeniería Civil, Estructural, Vial, Mecánica, Eléctrica, Industrial, en áreas que incluyen Arquitectura, Industria y Agroindustria, Ambiental y Renovables, Saneamiento y Agua, Energía, Transporte Infraestructura de Servicios Públicos</p>	<p>Proveedor de Obra Civil</p>

CPA Ferrere	Desde 1996 CPA brinda servicios profesionales en prácticas diversas como son Asesoramiento Contable, Consultoría Económica, Financiera, de Gestión, de Recursos Humanos, Auditorías y Tecnología.	Servicios de apoyo asesoramiento CNI
-------------	---	--------------------------------------

Aunque no ha sido posible avanzar mucho más en la evaluación del rol del Componente Nacional de la Inversión a través de las entrevistas a los actores identificados, se puede adelantar algunas problemáticas vinculadas a la dinámica de la instalación de los parques.

En este sentido, puede afirmarse que la propuesta a la industria nacional fue relativamente modesta en 2009 (500 MW de eólica instalados a 2015). Los cambios “sobre la marcha” que se realizaron en 2011, corrigiendo las metas en cuanto a instalación, pasando a triplicar y más los guarismos establecidos en el plan original y acelerando por tanto la ejecución de obras constituyó un desafío muy importante para la industria nacional, a la que no todos los potenciales proveedores de los parques eólicos estuvieron en condiciones de responder. En el Considerando IV del Dcto. 424/011 se señalaba que “la superación de esta meta [los 300 MW de eólica en manos privadas] es realizable en el corto plazo, debido a la gran cantidad de proyectos eólicos desarrollados por privados y presentados a las diferentes convocatorias recientes” y en el VII “que resulta de interés asegurar una rápida implantación de los proyectos”... y en consecuencia se decreta “Promover la suscripción de contratos de compraventa de energía eléctrica con proveedores que, habiendo presentado sus ofertas de conformidad con el Pliego de Condiciones que rigió el procedimiento competitivo 41938, no resulten adjudicatarios del mismo...” (Art. 1º), condicionado a “aceptar la energía al precio promedio ponderado en potencia de las ofertas que resulten adjudicadas en el referido procedimiento” (Art. 2º), “exhortándose a UTE a instrumentar las contrataciones promovidas por el presente decreto” (Art. 4º).

Un caso especial lo representa la industria metalúrgica. Si bien los cambios en el ritmo de la instalación pueden haber actuado en detrimento de un involucramiento de esta rama, dado los diferentes órdenes de magnitud de los montos de inversión asociados a uno u otro escenario (entre 500 MW y los más de 1500 MW, finalmente instalados), hubo esfuerzos desde la Dirección Nacional de Energía para incentivar y promover su participación en el proceso, incluso postergando licitaciones para contemplar los problemas de planificación. Pero en cualquier caso no se consiguió los resultados esperados²³.

Asimismo, corresponde señalar que en los encadenamientos previstos en 2009 se omitió el papel que iba a jugar el componente “estudios técnicos”, particularmente los estudios jurídicos (una industria sin humo) y también los aprendizajes realizados y la construcción de capacidades en materia técnica e institucional concretados en el propio proceso de acreditación del CNI. En este último caso se han generado capacidades que podrían habilitar a la exportación del servicio de certificación.

Finalmente, es importante señalar que para los “parques propios” de UTE se ha diseñado una metodología distinta a la que se implementó para los emprendimientos privados. En este caso se han establecido porcentajes mínimos y máximos por rubro del CNI: BK, E y MI: mínimo 5%, OC: máximo 10% y Transporte, Montaje y Estudios Técnicos: máximo 10% del monto total de la inversión realizada para la construcción del parque, respectivamente.

Si se considerara deseable esta distribución de la inversión desde el punto de vista de la optimización de la participación de la industria nacional en el proceso, es importante constatar una importante diferencia con lo

²³ Ruben García (DNE) en el Seminario – Taller “Mapa de las Políticas de Desarrollo Productivo en Uruguay” (Facultad de Ciencias Sociales de la UdelaR, Montevideo, 15.12.2017).

ocurrido con el CNI por rubro en el caso de la inversión privada (BK, E y MI: 2,85%; OC y Montaje: 13,55%; Transporte y Estudios Técnicos: 15,12).

9. Conclusiones

La concepción, el diseño y la implementación de la política energética 2005 – 2030 en Uruguay, así como sus resultados, la convierten en un ejemplo paradigmático de una política pública de desarrollo productivo, especialmente –pero no únicamente- en el ámbito de la generación eólica.

En primer lugar, por su finalidad explícita de incidir en el desarrollo de capacidades productivas, las ganancias de productividad en el abastecimiento de energía eléctrica y el relajamiento de la restricción externa originada en la importación de combustible para generación y/o compra directa en el exterior del fluido.

En segundo lugar, por los logros obtenidos en materia de internalización de nuevos conocimientos, desarrollos tecnológicos como el manejo complementario y sinérgico de la energía hidráulica y la eólica en la matriz eléctrica, la generación de capacidades empresariales y la generación de puestos de trabajo altamente capacitados, lo que ha permitido la exportación de servicios vinculados al desarrollo eólico a la región.

Pero, además, en el origen y desarrollo de la política se aprecian aprendizajes en materia de gobernanza del sector. Se desplegó un conjunto articulado de reglas de juego para generar certezas y canales de información que constituyeron un escenario adecuado para la inversión, sino que, además, la política cobró sentido estratégico a partir del liderazgo del Estado, a través del Poder Ejecutivo (Dirección Nacional de Energía del MIEM) y la empresa pública UTE.

Existe una suerte de acuerdo generalizado en que la política fue exitosa. No obstante, se perciben matices críticos y diferencias en los actores consultados y, además, hay una fuerte oposición al proceso privatizador que implicó la eólica desde las organizaciones sindicales. Desde el sector empresarial se valora muy positivamente por parte de los desarrolladores la ventana de oportunidad que generó el desarrollo eólico en el país para la formación de capacidades técnicas y profesionales, lo que ha permitido a algunas empresas exportar sus servicios a la región. Es decir, la política habría servido de plataforma para el desarrollo de un *know-how* relevante.

No es menos importante enfatizar en el aprendizaje tecnológico conseguido con el manejo/gestión del *mix* eólica/hidráulica en la matriz eléctrica. En particular, hoy es posible afirmar que –con base en estudios técnicos sólo posibles a partir de la experiencia de la inserción eólica en el país- la potencia firme de los parques eólicos “no debe considerarse cero”, debido a la gestión del almacenamiento de agua en las centrales hidráulicas en lapsos de buena cantidad de generación eólica²⁴.

Parecería que el desarrollo de capacidades a través del instrumento “Componente Nacional de la Inversión” tuvo un importante impacto en el área de servicios técnicos –todavía falta identificar en qué rubros específicamente- y en segundo término en materia de empleo – no necesariamente calificado- en la obra civil durante el montaje de los parques. Es evidente que hubo sectores industriales que consiguieron convertirse en proveedores de bienes de capital (especialmente conductores eléctricos y transformadores), pero también hubo sectores que a priori parecían disponer de capacidades para proveer determinados bienes o insumos que no aprovecharon la oportunidad (industria metalúrgica). Quizá lo más importante ha sido el desarrollo de

²⁴ Esta precisión técnica no significa que la energía eólica tendría un sostén firme per se, lo cuál -según la regulación vigente- permitiría la compra-venta directa entre privados, salteando el rol monopsónico de la UTE

capacidades para gestionar la certificación, lo que se convierte en un activo importante de cara a futuras aplicaciones de este instrumento.

Entre los matices y discrepancias con el proceso, debe destacarse la perspectiva sindical desde la cual, si bien se valora positivamente la transición hacia energías renovables, se manifiesta fuertes críticas al proceso de diversificación de actores que habría implicado una creciente participación del capital privado en la generación de energía eléctrica. Se afirma que, de la mano del cambio de matriz energética, ha habido un cambio en la “propiedad” de las fuentes de abastecimiento de la demanda, lo que habría generado una pérdida de soberanía sobre los recursos energéticos y a esto se lo percibe como una vulnerabilidad importante del sistema.

Como cierre de este informe parece interesante una reflexión sobre esta política pública de desarrollo productivo que promovió un complejo proceso de innovación tecnoproductiva, como ha significado la “revolución eólica” en el país.

Conceptualmente esta política contempla, pero trasciende, la mera intervención estatal para subsanar fallas de mercado y el diseño de instrumentos de promoción para que la iniciativa privada actúe en función de sus fines y cometidos.

El estado, desde diversas esferas, ha actuado proactivamente eligiendo una dirección y definiendo ciertos caminos para alcanzar objetivos y metas en términos de transformación tecno-productiva. En tal sentido – como señala Mazzucato- la política ha sido “transformadora, catalítica, y capaz de crear y moldear mercados, en vez de únicamente corregirlos... [desempeñando una función] constructiva en las interacciones público-privadas para dar origen a nuevas innovaciones y paisajes industriales” (Mazzucato, 2017). Esto habría permitido superar algunas de las limitaciones que emergen del carácter incierto, acumulativo y colectivo de las innovaciones vinculadas a las energías renovables (Lazonick y Mazzucato, 2013).

En tal sentido la política energética es el resultado de la construcción de capacidades estatales para conducir un proceso complejo de cambio estructural en el sector energético con un sentido estratégico. Al tiempo que ha fortalecido a un sector del empresariado local, especialmente en el diseño de proyectos.

Entrevistas realizadas

AGRUPACIÓN DE FUNCIONARIOS DE LA UTE: Gabriel Soto, Dirigente Sindical.

CÁMARA DE INDUSTRIAS DEL URUGUAY: César Bourdiel, Director de Operaciones de Comercio Exterior y Responsable de Certificación del Componente Nacional de la Inversión.

DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA – MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINERÍA: Olga Otegui, Directora; Ruben García, Asesor.

SOWITEC Uruguay S.A.: Ing. Tabaré Pagliano Baserga, Managing Director.

VENTUS: Acad. Ing. Oscar Ferreño, Director Gerente.

Nathaniel Clavijo (Ex trabajador Cía BERKES)

Referencias bibliográficas

- Ardanche, M.; Bianco, M.; Cohanoff, C.; Contreras, S.; Goñi, M.; Simón, L; Sutz, J. (2017) "The power of wind: An analysis of a Uruguayan dialogue regarding an energy policy"; en *Science and Public Policy*, doi: 10.1093/scipol/scx041. Oxford.
- Blanco, A.; Eirea, L.; Paganini, O.; Ruchansky, B.; Torres, A. (2013) *Estudio prospectivo del sector energético al 2030*. http://www.ciu.com.uy/downloads/2013/documento_energia.pdf. Acceso: 29.05.2017
- Cimoli, M, P. Castillo, G. Porcile y G. Stumpo (eds) (2017), *Políticas industriales y tecnológicas en América Latina*, CEPAL, Santiago.
- COMAP (2012): Criterio básicos Generales de Funcionamiento Nuevo Régimen 17/01/2012.
- Dubrovsky y Ruchansky (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.
- Durán, C., González, A., Jung, A. y Vázquez, S. (2016): *Inversión Reciente en Uruguay: ¿Hacia un Desarrollo Sostenible?*. Journal of Technology Management & Innovation.
- Esponda y Molinari (s/f) *La dimensión contable de la revolución eólica uruguaya*. <https://6elae.aladee.org/webtree/submit/download.php?subId=137&final=yes>
- Lazonick, W. y Mazzucato, M. (2013) "The Risk–Reward Nexus in the Innovation– Inequality Relationship: Who Takes the Risks? Who Gets the Rewards?"; en *Industrial and Corporate Change*, 22(4), 1093–128.
- Lejtregger, M. (2016): *Una propuesta para el análisis de la cooperación internacional en un país de desarrollo relativo intermedio. Caso de Estudio: la Política Pública de Energía Eólica en Uruguay entre 2005 y 2015*. Informe de Pasantía, Licenciatura en Desarrollo, UdelaR.
- Mazzucato, M. (2017): "Sistemas de Innovación: cómo dejar de subsanar las fallas de mercado para comenzar a crear mercados"; en Cimoli, M.; Castillo, M.; Porcile, G.; Stumpo, G. *Políticas Industriales y tecnológicas en América Latina*. CEPAL. Santiago de Chile.
- Mazzucato, M. y Semieniuk, G. (2017) "Public financing of innovation: new questions"; en *Oxford Review of Economic Policy*, Volume 33, Number 1, 2017, pp. 24–48
- OPP (2010) "Prospectiva Energética 2030". En *Estrategia Uruguay III Siglo*. www.agev.opp.gub.uy/observatorio_docs/publico/312.pdf. Acceso: 29.05.2017
- Sanguinetti, M. y Messina, P. (2017) *Escenarios de costos de abastecimientos de la demanda de energía eléctrica*. AUTE. Montevideo
- Uruguay XXI (2016) *Energías Renovables en Uruguay. Inteligencia competitiva*. <http://www.uruguayxxi.gub.uy/es/informe-de-energias-renovables/>. Acceso: 28.04.2017.