
Financiarización en el sector energético argentino: el caso del Programa RenovAr

Martín Kazimierski

IEALC/UBA-CONICET

martin.kazimierski@gmail.com

Financialization in the Argentine energy sector: the case of the RenovAr Program

Financeirização no setor energético argentino: o caso do Programa RenovAr

Fecha de recepción: 6 de octubre de 2021

Fecha de aprobación: 26 de julio de 2021

Resumen

En los últimos años, la participación de la generación renovable ha avanzado aceleradamente en el mercado eléctrico argentino. Particularmente, el Programa RenovAr, iniciado en 2016 por el gobierno de Mauricio Macri (2015-2019), fue un régimen que atrajo un volumen inédito de inversiones privadas. No obstante, el éxito inicial en las convocatorias se contraponen con su desempeño posterior, siendo que hacia 2021 una importante porción de proyectos no está operativo. Partiendo de reconocer en este período un proceso de profundización de la financiarización de la energía, el artículo indaga en los factores determinantes que explican tanto la alta receptividad del programa, como su bajo grado de desarrollo posterior. A través del análisis de las condiciones contractuales, la dinámica comercial y las políticas de promoción industrial, el texto concluye que el programa no solo no alcanzó

los objetivos propuestos, sino que acrecentó la dependencia tecnológica y redujo los márgenes de soberanía nacional.

Palabras clave: energías renovables; política energética; financiarización; industria.

Abstract

In recent years, the participation of renewable generation has progressed rapidly in the Argentine electricity market. In particular, the RenovAr Program, started in 2016 by the government of Mauricio Macri (2015-2019), was a regime that attracted an unprecedented volume of private investment. However, the initial success in the convocations is contrasted with their subsequent performance, being that by 2021 a significant portion of projects are not operational. Starting from recognizing in this period a process of deepening the financialization of energy, the article investigates the determining factors that explain both the high receptivity of the program and its low degree of subsequent development. Through the analysis of contractual conditions, commercial dynamics and industrial promotion policies, the text concludes that the program not only did not achieve the proposed objectives, but also increased technological dependence and reduced the margins of national sovereignty.

Keywords: renewable energies; energy policy; financialization; industry.

Resumo

Nos últimos anos, a participação da geração renovável avançou rapidamente no mercado elétrico argentino. Em particular, o Programa RenovAr, iniciado em 2016 pelo governo de Mauricio Macri (2015-2019), foi um regime que atraiu um volume sem precedentes de investimento privado. No entanto, o sucesso inicial nas chamadas é contrastado com seu desempenho subsequente, sendo que até 2021 uma parte significativa dos projetos não estará operacional. Partindo do reconhecimento neste período de um processo de aprofundamento da financeirização da energia, o artigo investiga os fatores determinantes que explicam tanto a alta receptividade do programa quanto seu baixo grau de desenvolvimento posterior. Por meio da análise das condições contratuais, da dinâmica comercial e das políticas de promoção industrial, o texto conclui que o programa não só não atingiu os objetivos propostos, mas também aumentou a dependência tecnológica e reduziu as margens da soberania nacional.

Palavras-chave: energias renováveis; política energética; financeirização; indústria.

Introducción

En la Argentina, las políticas orientadas a la promoción de las energías renovables adquieren gran protagonismo a partir del 2015, con la sanción de la Ley N°27.191 y la política desplegada por el gobierno de Mauricio Macri (2015-2019). Dicha ley estableció que todos los usuarios de energía eléctrica debían alcanzar el 12% de su consumo generado por fuentes renovables para 2019, objetivo que no se cumplió, pero que con la puesta a punto de diferentes regímenes de promoción escaló de apenas el 2% al 9% (CAMMESA, 2021). Se trató de 3.848 MW de potencia proporcionado por una centena de proyectos, los cuales fueron mayormente ejecutados bajo el programa RenovAr, régimen iniciado en 2016 por el gobierno nacional, el cual abarcaba procesos licitatorios de carácter público en donde las empresas, tanto nacionales como transnacionales, presentaban y ofertaban sus proyectos de generación. El programa cosechó numerosos elogios entre los inversores privados, adjudicando en sus primeras tres Rondas licitatorias (1, 1.5 y 2) 4.467 MW de potencia distribuida en 147 proyectos: 41 solares, 34 eólicos, 18 de biomasa, 14 pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, 36 de biogás y 4 de biogás de relleno sanitario (Ministerio de Energía y Minería, 2017).

Este nivel de convocatoria resultó resonante, no solo por cantidad de proyectos y potencia adjudicada, sino porque suponía romper con barreras estructurales que atentaban contra su desarrollo, y superar los traumas sufridos por experiencias fallidas como el programa GENREN (Enarsa, 2009), donde apenas una quinta parte de los proyectos adjudicados logró concretarse. Siguiendo a Recalde, Bouille y Girardin (2015), cabe destacar que el sector renovable es un mercado de características intensivas en capital, lo que requiere de esquemas de financiamiento rigurosamente planificados, altos costos de inversión y largos plazos para su recupero. Si a esto se suma el hecho de que los ingresos monetarios de los proyectos dependen de un único comprador de energía estatal, y que las inversiones en territorio nacional exigen tasas de interés elevadas que dificultan su acceso a los desarrolladores, son evidentes los limitantes que ha presentado el desarrollo de esta industria en el país. Entonces, un primer interrogante que se presenta aquí es el siguiente: ¿cómo es que el gobierno nacional logró reactivar este mercado?

Más allá de las mejoras en las condiciones del mercado mundial y la reducción del costo de generación para estas tecnologías (IRENA, 2019), la gran ventaja que ofrecía el programa frente a iniciativas pasadas se apoyó en el respaldo económico que le dio el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) y la garantía del Banco Mundial (Glave y Zabaloy, 2020), dos instancias que minimizaron el riesgo financiero y proporcionaron sustento jurídico para la firma de contratos de compraventa de energía

–o *power purchase agreement* (PPA)– con precios fijos en dólares y a largo plazo, además de condiciones fiscales redituables que acotaron el monto de inversión y elevaron la tasa de recupero (Constantini y Di Paola, 2019). El furor por entrar en este mercado fue tal que en el último llamado, a finales del 2017, la convocatoria superó ocho veces lo solicitado (Ministerio de Energía y Minería, 2017).

Ahora bien, el “éxito” que pudo tener el programa en las rondas licitatorias contrasta fuertemente con su desempeño posterior. Luego de la firma de los contratos, los avances en la etapa de búsqueda de financiamiento e inicio de obras han sido más bien magros, siendo que hacia 2021 solo 75 proyectos se encuentran operativos, mientras que 65 están demorados y es posible que gran parte sufran la rescisión de su contrato (Medinilla, 2021). Aunque una causa fundamental puede asociarse a la crisis económica que se agudizó en 2018, existen también otras aristas a considerar. Por caso, algunas de las características sobresalientes de la trayectoria del programa es la participación de un amplio espectro de empresas ajenas al sector renovable y el hecho de que gran parte de los proyectos que entraron en la licitación luego dejaron de estar en manos de sus adjudicatarios.

El objetivo de este artículo consiste en analizar el desempeño del programa RenovAr hacia el final del gobierno de Macri, evaluar el grado de avance de los proyectos e indagar en los factores determinantes que explican tanto su alta receptividad en las convocatorias como su bajo grado de desarrollo posterior. Construir la trayectoria de los proyectos adjudicados implica, desde el comienzo, un conjunto de problemas metodológicos resultantes de la dispersión de la información disponible, por lo que la investigación se basa en la sistematización de fuentes tanto primarias (documentos oficiales, disposiciones legales, estadísticas, declaraciones públicas de funcionarios) como secundarias (artículos académicos, informes y notas periodísticas).

El estudio parte de reconocer en este período un proceso de profundización de la financiarización de la energía, entendido como una pauta de acumulación en la que los beneficios se acumulan principalmente a través de los canales financieros, y no a través del comercio y la producción de bienes (Chesnaï, 2001; Krippner, 2005); lo que a su vez conlleva conductas especulativas y oportunistas orientadas a incrementar las ganancias en el corto plazo (Krier, 2012). En Argentina, estas dinámicas se remontan fundamentalmente a los procesos de desregulación y privatización desplegados en la oleada neoliberal de los noventa, lo que indujo un protagonismo creciente de fondos de inversión y grupos económicos locales en el sector energético (Kulfas, 2001). Luego de la crisis económica desatada en 2001, se advierte una profundización de estos procesos de financiarización, principalmente

por la reorientación de empresas no financieras como Pampa Energía, que se consolidó como un *holding* especializado en el sector eléctrico, pero bajo una estrategia propia de una empresa financierizada: capitalización por medio de obligaciones negociables y crecimiento mediante fusiones, adquisiciones, compra de títulos públicos, letras de tesorería y moneda extranjera (Navarro Rocha, 2020).

En una revisión del estado del arte, Van Der Zwan (2014) identifica tres niveles de análisis para los estudios sobre financierización: un primer enfoque *macro* que la ubica en el centro del régimen de acumulación; otro *meso* donde el énfasis está puesto en la relación de las empresas con los mercados financieros; y por último, el nivel *micro* que aborda aquellos procesos de financierización vinculado a la vida cotidiana de personas y hogares. A los fines de este artículo, se abordarán los procesos de financierización del sector energético renovable argentino a partir una perspectiva de alcance meso para el caso del Programa RenovAr. Se presentan en primer lugar las condiciones marco que sentaron las bases para el despegue del sector y su dinámica comercial; seguidamente, se hará foco en el desarrollo de las políticas de promoción industrial; y, por último, se abordará la situación actual de los proyectos, las dificultades que acarrearán y las salidas posibles.

1. El negocio financiero detrás del proyecto productivo

La campaña electoral del gobierno de Macri tuvo como ejes centrales la meta de “volver al mundo” y la promesa de una “lluvia de inversiones” que reactivaría una economía nacional estancada. Para lograrlo, la estrategia adoptada por el gobierno puede dividirse en dos partes: por un lado, una activa participación en foros multilaterales de inversión y el intento de ingreso a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) –lo que requería que el país migrara hacia una economía alineada a los declarados Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y los compromisos asumidos en el Acuerdo de París¹–; y por otro, instrumentos de integración financiera

1- El Acuerdo de París, celebrado en 2015, establece los compromisos asumidos por cada país para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y limitar el aumento de la temperatura global promedio por debajo de 2 grados centígrados y lo más cercano posible a 1,5 grados centígrados. En la Argentina, las metas para el cambio de la matriz energética fueron establecidas por la Ley N°27.191 de manera escalonada: 8% para finales de 2017, 12% en 2019, 16% en 2021, 18% en 2023 y 20% en 2025. Por su parte, los ODS entraron en vigencia en 2016, cuyo objetivo específico en materia de energía (ODS 7) es proporcionar acceso universal a los servicios energéticos modernos, duplicar la tasa de mejora de la eficiencia energética y aumentar sustancialmente la participación de las energías renovables en la combinación global de energía para 2030 (Glave y Zabaloy, 2020).

a partir de desregulaciones del mercado financiero y en los movimientos de capital (Sabbatella, Serrani, y Barrera, 2020; Glave y Zabaloy, 2020). El acuerdo con los acreedores externos denominados *holdouts* o “fondos buitre” también implicó una baja del *riesgo país* y, por ende, posibilidades de financiarse en moneda extranjera a menores tasas. Este marco se conjugó, además, con el Decreto N.º 134/2015 que declaró la emergencia del sector eléctrico y la necesidad de aumentar la capacidad del sistema.

Así, las energías renovables se convirtieron en un mercado privilegiado para atraer nuevas inversiones, principalmente para desarrolladores y promotores del sector privado (Sabbatella, Serrani, y Barrera, 2020). No obstante, los riesgos considerados por el empresariado nacional y transnacional, sobre todo por los financiadores, representaban un escollo de carácter estructural para el despegue del sector –ya las dificultades institucionales habían socavado el programa GENREN, convocado en 2009, cuyas inversiones fueron a parar a Uruguay y Chile– (Recalde, Bouille y Girardin, 2015). Estas preocupaciones se vinculaban a los plazos de ejecución, al acceso a la red de transporte o despacho de la energía, al respaldo crediticio del comprador de la energía generada –en este caso, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA)–, los derivados del riesgo cambiario y los cambios normativos, tanto regulatorios como tributarios (Remiro, 2016).

Frente a esto, el programa RenovAr presentó una serie de ventajas que le permitieron gozar de cierto éxito. Por un lado, los incentivos fiscales sirvieron para acelerar los plazos de amortización, entre los que se destacan: devolución anticipada del IVA, exención del Impuesto a las Ganancias Mínimas Presuntas, exención del Impuesto a los Dividendos ante la reinversión en infraestructura, deducción de la carga financiera en el Impuesto a las Ganancias, certificado fiscal sujeto a acreditación de componente nacional y transferible a terceros, y exención de aranceles a la importación (Ministerio de Energía y Minería, 2017). Las bases del programa establecían un cupo de beneficios por tecnología de US\$960 mil para potencia eólica y US\$720 mil para fotovoltaica en la Ronda 1, lo que podía alcanzar un ahorro de hasta el 20% del precio (US\$/MW) ofertado por un desarrollador.

Por otro lado, las garantías comerciales se convirtieron en la piedra angular del programa: la preferencia de alimentación establecida en los PPA obligaba a los operadores de las redes a dar prioridad a la electricidad generada por los proyectos renovables, mientras que la cláusula *take or pay* hacía lo propio con CAMMESA, garantizando el pago a las centrales habilitadas independientemente de si se despacha la energía o no. En relación con esto último, el programa reforzó los mecanismos de garantía

por falta de pago a través del FODER² y del Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE)³; habilitando también la sumisión a arbitraje internacional por la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil (UNCITRAL) (Glave y Zabaloy, 2020). Se fijó que, ante el incumplimiento de sentencias y laudos arbitrales, el Estado tenía la obligación de adquirir los proyectos en caso de que el adjudicatario haga uso de la opción de venta, cuyos fondos estaban garantizados por el Banco Mundial con un límite de US\$500 mil por MW de potencia instalado⁴. Además, podemos señalar otro préstamo con función de garantía, dado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en 2016, como parte de su programa de *Green Climate Fund*, por US\$130 millones; y los *bonos verdes* colocados por las provincias, cuyo caso más resonante lo constituye Jujuy con la colocación de un bono internacional por US\$210 millones.

Con todo, el programa atrajo numerosos interesados, a tal punto que en el primer llamado se adjudicaron 1.143 MW de los 6.346,3 MW ofrecidos, lo que derivó en una nueva ronda unos meses más tarde. La Ronda 2 tendría aún más convocatoria, alcanzando 9.340 MW en ofertas, ocho veces más que los 1.200 MW licitados (Ministerio de Energía y Minería, 2017). Este “éxito” del sistema de subastas se explica, en parte, por la continua reducción de los costos de las tecnologías renovables, pues si consideramos que los PPA aseguraban un precio fijo dolarizado a 20 años, con amplios beneficios fiscales y prioridad de despacho, los márgenes de ganancia estaban garantizados (Constantini y Di Paola, 2019). La fuerte competencia tendió a la baja en los precios de venta de electricidad adjudicados (ver Tabla 1), especialmente en los rubros solar y eólico, los cuales se redujeron un 31,1% y 28,2% respectivamente entre la Ronda 1 y 2.

2- El fondo fue creado por la Ley N.º 27.191, compuesto por recursos del Tesoro Nacional equivalentes a no menos del 50% del ahorro efectivo en combustibles fósiles por la incorporación de generación renovable en el año previo.

3- En conjunto con el Fondo Verde Para el Clima, aportó unos US\$100 millones para proyectos de eficiencia energética y energías renovables en 2018.

4- La garantía aportada por el BM era de US\$4.480 millones, la cual pasó a formar parte del FODER. En 2018, la entidad otorgó otro préstamo de US\$250 millones, el cual sirvió como garantía para la Ronda 2 (Ministerio de Energía y Minería, 2017).

Tabla 1. Precio promedio ponderado (PMP) por Ronda y tecnología

Tecnología	Ronda 1		Ronda 1.5		Ronda 2	
	Potencia (MV)	PMP (US\$/MWh)	Potencia (MV)	PMP (US\$/MWh)	Potencia (MV)	PMP (US\$/MWh)
Eólica	707,5	59,39	765,4	53,39	993,4	40,91
Solar	400	59,75	516,2	54,89	816,3	42,86
Hidro	11,4	105	-	-	20,8	99,05
Biomasa	14,5	110	-	-	143,2	118,20
Biogás	8,6	154,01	-	-	69,3	160,62
Total	1.142		1.281,6		2.043	

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

En paralelo, estas condiciones del programa dieron lugar para propiciar lo que en la jerga financiera se denomina *market depth*, esto es, un mercado de enorme liquidez donde compradores y vendedores operaron en mercados secundarios de manera especulativa. Estas estrategias son exclusivas de los regímenes de financiarización, especialmente abordados por Krier (2012), cuya única intención es influir en el precio de los activos a través de mecanismos financieros. De esto último resulta que una gran porción de los adjudicatarios se enfocó en la competitividad de su PPA, no para desarrollarlo, sino para inmediatamente revenderlo en el mercado.

Al momento de indagar en la trayectoria de los contratos, es posible observar cómo algunos de ellos han cambiado de propietario en múltiples oportunidades, reeditando en grandes márgenes de ganancia para los intermediarios⁵. Entre los proyectos de la Ronda 1 se encuentran el parque eólico Kosten (24 MW), que fue adjudicado a las empresas Enat y SEG Ingeniería y luego adquirido por la española Greenergy en 2017, y los parques solares Puna Solar (107 MW) y Cafayate (97,6 MW), adjudicados a las empresas españolas Fieldfare e

5- Debido a que no existen fuentes oficiales sobre la compra/venta de proyectos adjudicados, el siguiente análisis ha sido producto del rastreo particular de cada proyecto. La lista puede consultarse en <https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar>

Isolux Ingeniería, que pararon a manos de la francesa Neoen y la fabricante de módulos fotovoltaicos Canadian Solar, respectivamente. En el caso de la Ronda 1.5, Genneia compró los parques solares Ullum I, II y III (82 MW) a la compañía 360 Energy, e Isolux vendería los parques eólicos Loma Blanca VI (100 MW) y Miramar (98 MW) –junto con los parques Loma Blanca I, II, III y IV (de 50 MW cada uno) adjudicados en el programa GENREN– a las empresas Sidelj, S.A. y Sidel, S.A., quienes a su vez, meses más tarde, se los vendieron a la gigante china Goldwind –cinco de ellos– y Genneia –Loma Blanca IV–, en lo que se convirtió en un escándalo nacional por el vínculo de esas sociedades intermediarias con el Grupo Macri (Kollmann, 29 de febrero de 2020)⁶. Por otro lado, la inacción de la estadounidense Soenergy International para con el desarrollo del parque solar Sarmiento (35 MW) le valió la baja del contrato en 2018, situación análoga a la del parque Vientos Reta (100 MW) de la china Sinohydro, quien luego ratificó sus intenciones de continuar con la construcción, ampliando la garantía de cumplimiento de contrato por US\$11 millones.

Esta dinámica se intensificó en la Ronda 2, fundamentalmente por la dificultad de algunos proyectos para conseguir financiamiento. La argentina Eipor S.A. –cuyo principal accionista es CMS de Marcelo Mindlin–, que había ofrecido el precio eólico más competitivo de US\$37,3 por MWh y había sido adjudicado, vendió su parque Energética I (100 MW) a la transnacional norteamericana AES Corporation. La firma portuguesa Martifer Renewables SGPS hizo lo propio con su proyecto Guañizuil II (117 MW) al consorcio noruego formado por la promotora Scatec Solar y el grupo petrolero Equinor (anteriormente conocido como Statoil), quién también firmó un acuerdo por el 50% de las acciones del parque eólico Cañada León (120 MW) de YPF Energía Eléctrica, aunque se retiraría más tarde. Asimismo, conforme fue transcurriendo el tiempo y la crisis económica se acrecentaba, otra gran cantidad de firmas intentaron comerciar sus parques aunque infructuosamente, tales son los casos de la norteamericana Golden Peaks –parque Verano Capital Solar One (100 MW)– y Kuntur Energía –Zapata (37 MW)– a la china State Power Investment Corporation (SPIC).

6- Cuatro de los seis parques eólicos vendidos por Isolux –que se encontraba en proceso de reestructuración– fueron adjudicados bajo el programa GENREN, con contratos que pagaban US\$71 el MW. Sin embargo, al 2015 solo uno de los parques se encontraba operativo. Todos ellos fueron adquiridos en 2016 por el Grupo Macri por un monto de US\$25.800.000, y vendidos instantáneamente a Goldwind y Genneia por un total de US\$90.000.000. Aquí no solo ganaron las empresas intermediarias sino que, con precios que rondaban los US\$59 en 2016 y US\$40 en 2017 el MW eólico, la transacción resultó también un gran negocio para las firmas adquirentes, en perjuicio del Estado (Kollmann, 29 de febrero de 2020).

Estas estrategias cortoplacistas marcadas por la financiarización de la energía se presentan no solo por la dinámica contrapuesta del sector financiero frente a la economía real, sino también por la predominancia del capital transnacional (Chesnais, 2001). Si bien fuentes oficiales han destacado que una gran porción de inversores del programa corresponde a agentes del empresariado nacional –en su mayoría cercanos al círculo presidencial al mando– (Ministerio de Energía y Minería, 2019), estos actuaron más bien como intermediarios, ya sea porque luego vendieron su proyecto a firmas transnacionales o porque, al requerir de experiencia comprobable para participar de las subastas e importar la mayor parte del capital y la tecnología, trabajaban en sociedad con ellas. De los 4.467 MW licitados, 24,7% fue adjudicado a empresas de capitales europeos, con las españolas a la cabeza (12,9%), mientras que los capitales chinos aportaron 16,7%, y los fondos de inversión de Estados Unidos 7,6% del total (Verbitsky, 20 de enero de 2019). Entre los capitales nacionales, Genneia S. A., de Fides Group, fue la de mayor adjudicación con 7,6%, le siguen 360 Energy, Central Puerto –propiedad del exministro Nicolás Caputo–, JEMSE, Arauco, Latinoamericana de Energía y Construcciones Electromecánicas del Oeste.

Del análisis surge otro dato relevante que es la participación de empresas sin experiencia en el mercado renovable como el Grupo Frali, cuya mayoría accionaria corresponde a los dueños de la firma de electrodomésticos Frávega, y de empresas constructoras o de servicios a la construcción (Ministerio de Energía y Minería, 2017). Incluso muchas de las firmas están directamente vinculadas a actividades extractivas: las petroleras YPF, CAPSA/CAPEX y Petroquímica Comodoro Rivadavia (PCR) acumularon el 18% de los MW adjudicados; acompañados por las transnacionales Pan American Energy (PAE), la francesa Total y la noruega Equinor. Por su parte, el sector de las bioenergías contó con la presencia de cerealeras, ingenios azucareros, *feedlots*, frigoríficos y criaderos. La participación de empresas públicas concentró apenas el 17% de la potencia adjudicada, gran parte en sociedad con privadas, destacándose la ausencia de la empresa nacional IEASA (ex-Enarsa) que no tendría un rol protagónico en este mercado –su campo de acción se circunscribe en este período a la construcción de las represas patagónicas Presidente Néstor Kirchner y Gobernador Jorge Cepernic–.

En esta línea, la tercera Ronda del Programa RenovAr, inicialmente estimada para el año 2018, debió ser pospuesta fundamentalmente por dos razones: por un lado, las dificultades para conseguir financiación ante la profundización de la crisis económica y cambiaria que atravesaba el país; y por otro, la saturación en las líneas de alta y extratensión que forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN), en parte por los cupos asignados a los proyectos de las Rondas I,

1,5 y 2. Finalmente, la Ronda 3 se llevó a cabo en 2019, pero contemplando solo proyectos de menor escala, de hasta 10 MW de potencia, con un tope de 400 MW en todo el país, cuyos proyectos siguieron la línea trazada por las rondas previas: el 60% de las adjudicaciones lo acapararon las empresas españolas Elawan Energy Developments, Enerland y Albares Energía; mientras que un 11% recayó en la alemana Abo Wind AG.

En simultáneo a este derrotero de proyectos energéticos/financieros, el marcosismo propugnó también procesos de desregulación financiera y modificaciones normativas en el sector energético, los cuales terminaron por disponer un mercado con ganancias extraordinarias para los privados. El aumento de tarifas acumulado entre 2015 y 2019 llegó a un promedio de 3.642%, traduciéndose en ingresos de 450% (219% en dólares) para las empresas que operaban en el servicio eléctrico (*En Orsai*, 2018). El programa RenovAr también fue en esta línea, pues, además de establecer precios por encima de los estacionales que cobran las generadoras convencionales, los incentivos al desarrollo de los proyectos terminaban recayendo en un encarecimiento del 20% en dólares del precio a pagar por CAMMESA (Constantini y Di Paola, 2019). Ello se debe a que, en el proceso de adjudicación, el precio por MWh propuesto por los oferentes denominado *precio ofertado* era luego ajustado a un nuevo *precio adjudicado* que se actualiza anualmente, donde el precio se multiplica por un factor de incentivo y por un factor de ajuste anual (Ministerio de Energía y Minería, 2017). El primero corresponde a un factor de 1,2 para el primer año y disminuye conforme se retrasa la habilitación comercial de la central hasta un mínimo de 0,8; mientras que el segundo tiene por objeto premiar la cantidad de años en operación con un factor de ajuste anual fijo de 1,7, el cual busca cubrir la inflación en dólares por el período de 20 años comprendido en el PPA⁷. Siguiendo a Sabbatella, Serrani y Barrera (2020), la fijación de extensos contratos dolarizados constituye un riesgo para una economía inestable con posibles devaluaciones, lo que tornó al programa insostenible en el corto plazo.

2. Política industrial y extranjerización tecnológica

Un patrón de acumulación presidido por el capital trasnacional financiizado naturalmente altera el funcionamiento del comercio internacional y la división internacional del trabajo, creando nuevos patrones de especialización entre países y regiones, y facilitando la desarticulación de las cadenas produc-

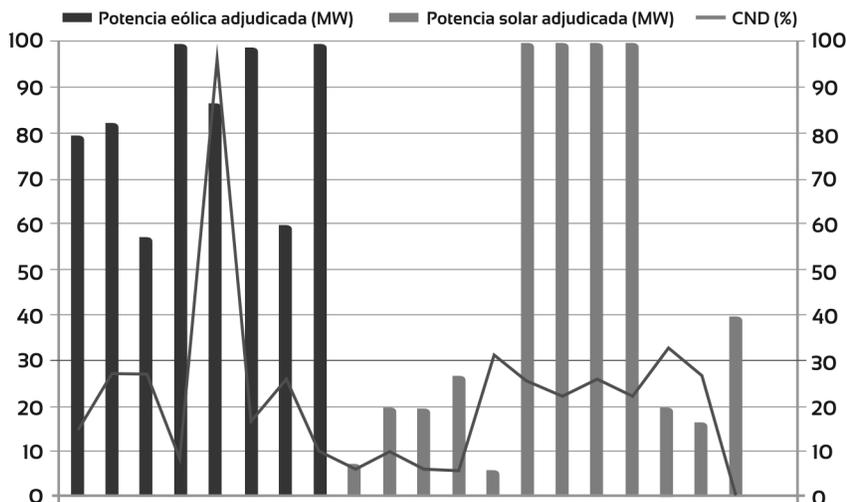
7- La inflación en dólares refiere a un incremento de los precios mayor que el del tipo de cambio nominal, lo que implica la pérdida de poder adquisitivo en esa moneda.

tivas en las economías en desarrollo (Krippner, 2005). En este caso particular, la cadena de valor industrial asociada a las energías renovables estuvo apalancada por el Decreto N.º 531 de la Ley N.º 27.191, que otorgaba un certificado fiscal para aquellos proyectos cuyo Componente Nacional Declarado (CND) era superior o igual al 30% del total del proyecto de inversión –en la Ronda 2 se elevó el umbral por tipo de tecnología–. El número de ofertas que superaron este umbral fue escaso pero creciente a lo largo de las rondas licitatorias, trepando desde el 19,5% de los proyectos de la Ronda 1, hasta alcanzar el 35,4% en la última (Energías Renovables, 10 de octubre de 2017). No obstante, los valores exhibidos en las ofertas de las diferentes rondas inevitablemente colapsan si observamos los proyectos que efectivamente fueron adjudicados.

Si tomamos como referencia la Ronda 2 en su Fase 1, allí la cantidad de ofertas en eólica factibles de obtener el certificado fiscal agrupaba 17 proyectos de 53 y para la solar 20 de 74. Ahora bien, el Gráfico 1 muestra como de los 8 proyectos eólicos finalmente adjudicados (ponderados por porcentaje de CND en línea continua y por potencia instalada en barra), apenas uno logró superar el umbral del 30%: la firma Central Puerto que declaró un 97,33% de CND para su parque La Genoveva (86,63 MW) –en un esquema de valorización objetable, como veremos más adelante– (Ministerio de Energía y Minería, 2017). Situación análoga experimentó el rubro solar, donde únicamente los parques María del Río Seco (20 MW) de la firma Neuss Fund y Añatuya I (6 MW) de 360 Energy superaron el umbral. Esto significa que, independientemente de los beneficios garantizados por el programa nacional, los costos de los insumos locales resultaron en precios de licitación comparativamente altos, redundando en un CND efectivo que promedió el 20,36% para eólica y 18,47% para solar en esa ronda.

Si bien es cierto que la necesidad de buscar respaldo financiero condicionó la elección de proveedores internacionales, las razones por las que el impulso del CND en los proyectos fracasó también se asocian a las condiciones establecidas por el programa. En principio, cabe remarcar que el porcentaje de CND se ponderó solo en caso de empate técnico de ofertas, teniendo un peso menor en la evaluación general del proceso licitatorio. Asimismo, los recursos del FODER no se destinaron al apoyo de la industria nacional como estaba previsto, sino que actuaron únicamente como fondo de garantía para los jugadores privados, evidenciando un rol estatal más como agente dinamizador del mercado que como promotor del desarrollo nacional (Constantini y Di Paola, 2019). También se habilitaron las licitaciones abiertas y se promovió la desprotección arancelaria a la importación de equipos, partes, repuestos, componentes y materias primas –ver Decreto N.º 814/2017–, lo que condicionó la dinámica de inserción de la industria local en las cadenas de valor.

Gráfico 1. Potencia y CND de proyectos adjudicados en la Ronda 2 Fase 1



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

En esta línea, otro factor determinante fue la forma en que se concebía y contabilizaba el CND. Según el artículo 4 del Decreto N.º 531/2015, se consideraba nacional a "las partes y piezas, conjuntos y subconjuntos de bienes que tengan un contenido máximo importado, desde cualquier origen, menor o igual al 40%", es decir que aquellos componentes con un 60% de insumos locales eran considerados nacionales, porcentaje que incluso podía reducirse a apenas el 30% si el desarrollador demostraba fehacientemente que no existía oferta tecnológica competitiva a nivel local.

Más llamativo fue la ponderación que se hacía de los diferentes componentes a la hora de auditar los proyectos, función que fue asumida por el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) a través del Registro de Proveedores de Energías Renovables (ReProER)⁸. Por ejemplo, para la Ron-

8- El INTI cumplía un rol estratégico en el desarrollo del Programa: realizaba las evaluaciones técnicas de los proyectos; los seguimientos de ejecución de proyectos; la evaluación y control de CND y régimen de exención de importaciones; la comprobación de destino de los bienes sujetos a amortización acelerada en el impuesto a las ganancias; y la verificación de criterios de calidad en proyectos y productos.

da 2, el CND mínimo para emprendimientos eólicos se estableció en 35% (Nimcowicz, 2017), lo que era posible cubrir con componentes de menor valor agregado como la torre (23%), el ensamblado de la góndola (10%) y el *hub* (3%), totalizando un 36% a partir del cual se reconoce el 100% de la inversión en el aerogenerador como nacional. Lo polémico de esto radica en que estos porcentajes no guardan ningún criterio técnico y no representan la contribución real en el costo total del aerogenerador. La posibilidad de contar con el certificado fiscal no era un aspecto menor, pues se estima que el desarrollador se ahorra US\$500 millones por aerogenerador (Massare, 2018), lo que naturalmente atrajo a grandes firmas globales a instalarse en el país. Este fue el caso de la danesa Vestas en conjunto con la empresa argentina Newsan en Zárate y de la alemana Nordex Acciona con FADEA, dedicada a la fabricación de aeronaves en Córdoba (Neuman, Malco y Nicolini, 2019); lo que resulta paradójico si se tiene en cuenta que el sector eólico nacional cuenta con grandes capacidades científicas e industriales, incluso siendo el único país en América Latina con tecnología propia y pionero en todo el hemisferio sur (Castelao Caruana, 2019).

Ya a principios del año 2012 se constituyó un clúster eólico en el país, el cual articuló a 62 empresas donde sobresalen la recientemente estatizada IMPSA, la empresa pública INVAP y la firma NRG Patagonia, tornando evidente el potencial industrial del rubro, que incluso se remonta a la década de los noventa, cuando tuvo lugar un proceso de innovación por parte de las cooperativas eléctricas que incluía sociedades con empresas fabricantes de aerogeneradores (Garrido, Lalouf y Moreira, 2013). En 2017, el Clúster de Industrias y Tecnologías de las Energías Renovables (CITERA) ideó una propuesta para generar un marco específico de políticas para que la industria local pudiera competir en paralelo con las diferentes rondas, el cual incluía financiamiento a través de bonos públicos, pero no logró concretarse. En cuanto a paneles fotovoltaicos, el desarrollo es más escaso con apenas dos empresas –LV-Energy en la provincia de San Luis y Solartec en La Rioja, con una capacidad instalada de 12 MW y 10 MW respectivamente–, quienes realizan el montaje de paneles que tienen su origen en las células solares sin montar provenientes del mercado asiático –más precisamente de China y Taiwán⁹.

Para culminar con el soterramiento de las capacidades industriales nacionales, en 2017 la Resolución Conjunta-E 4/2017 crea la figura de “proyecto crítico” para proyectos del Ronda 1 y 1.5, previendo una exención del pago del derecho de importación y de las tasas de estadística y comprobación a

9- Información disponible en <http://www.citera.com.ar/>

la importación de aerogeneradores de potencia superior a 700 kW (no hay ofertas menores a ese módulo). La razón se explicita en el propio comunicado: “La necesidad de brindar las condiciones requeridas para que (los proyectos) se desarrollen en tiempo y forma”¹⁰. La cantidad de solicitudes se detonaron en 2018: cuatro parques de la china Envision y otra de Goldwind; una de la francesa Eren; una de la italiana Enel Green Power; tres de Genneia; y cinco repartidas entre las nacionales Petroquímica Comodoro Rivadavia (PCR), Enat, Grupo Frali, SAPEM y EMESA, totalizaron 717,5 MW de potencia, cuyos aerogeneradores pudieron ser importados con arancel cero (Gubinelli, 14 de junio de 2018).

Frente a esto, vale mencionar experiencias no muy distantes como la de Brasil, que marca que es posible aplicar metas productivas de manera gradual y escalonada. Allí, el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA) brindó financiación del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social para parques eólicos con contenido local no menor al 60% con resultados satisfactorios (Freier, 2016). En Sudáfrica, por su parte, el programa de licitación evaluó los proyectos otorgando una ponderación de 70% al precio y de 30% al cumplimiento de objetivos socioeconómicos, tales como la creación de empleo directo, el componente nacional y la estructura de propiedad (Pahle, Pachauri y Steinbacher, 2016). En la Argentina, al contrario, la declaración de contenido nacional habilitaba a importantes beneficios fiscales, que luego no se traducían en un desarrollo genuino del entramado local, sino que servía a las grandes firmas globales para instalarse en el país. Así, los incentivos tributarios se convirtieron inexorablemente en un subsidio a las importaciones, y la extranjerización tecnológica fue inevitable, presionando sobre la demanda de divisas y relegando a la industria local, en el mejor de los casos, a ser proveedores de componentes y partes de baja complejidad tecnológica.

3. Contratos errantes, costos estatales

Pese a las lucrativas condiciones establecidas por el programa a favor de los desarrolladores privados, la etapa de búsqueda de financiamiento dibujó escenarios disímiles en el mercado. El hecho de que los proyectos hayan tenido acceso a garantías del Banco Mundial, cuya calificación crediticia es la máxima del mercado –AAA–, permitió a ciertos desarrolladores de gran porte –Genneia, Central Puerto, 360 Energy y Canadian Solar– optar por mecanismos de financiamiento *project finance* (Fenés, 26 de julio de 2018; Ener-

¹⁰- Información disponible en <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resolucion-C3%B3n-4-2017-270613/texto>

gía Estratégica, 16 de agosto de 2019), donde el financiamiento no depende del valor de los activos que los patrocinadores puedan poner como garantía, sino de la capacidad del mismo proyecto para generar sus propios recursos, en este caso, de la venta de energía¹¹. Contrariamente, otra gran masa de adjudicatarios tuvo serios inconvenientes para avanzar en esta etapa, situación que ha llegado a ser tan calamitosa que, a casi cuatro años de la última ronda realizada en noviembre de 2017, 52 de los 88 proyectos adjudicados en esa convocatoria no estaban operativos y más de la mitad no había respetado ni un solo hito de los que plantea el pliego de licitación, ya sean la fecha programada de cierre financiero, el comienzo de construcción o el principio efectivo de ejecución. La Tabla 2 muestra el estado de los proyectos adjudicados hacia mediados del 2021, observándose 2.408 MW de potencia operativos, 195,22 MW rescindidos y 2.138 MW aún sin definición.

Tabla 2. Estado de los proyectos RenovAr al 2021

	Adjudicados		Operativos		Rescindidos		No operativos	
	Proyectos	Potencia (MW)	Proyectos	Potencia (MW)	Proyectos	Potencia (MW)	Proyectos	Potencia (MW)
Ronda 1	29	1.142	23	890,1	1	1,62	5	250,2
Ronda 1.5	30	1.281,5	21	908,9	1	35	8	337,5
Ronda 2	88	2.043	31	608	3	123	52	1311,9
Ronda 3	44	274	0	0	6	35,6	38	238,4

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

Entre las principales causas, se alega la limitada solvencia del FODER, que resultaba insuficiente para los financiadores y obligaba a los desarrolladores a incluir una garantía propia, de sus socios o sociedades matrices; también la multiplicidad de instancias necesarias para ejecutar la garantía del Banco Mundial y su acotada cobertura (Energía Estratégica, 21 de julio de 2016);

11- Tradicionalmente las empresas recurren a lo que se denomina *corporate finance*, es decir, préstamos o créditos sindicados donde la sociedad asume la deuda a nivel corporativo, lo que conlleva un bajo riesgo de impago si se trata de firmas con un respaldo mínimo.

pero sobre todo, la delicada situación macroeconómica argentina que se disparó en 2018. En ese año, la fuerte devaluación del peso, la inflación, el aumento del riesgo país y la incertidumbre política abrieron una puerta legal para que las compañías intentaran justificar incumplimientos por causas de fuerza mayor, eximiéndolas de responsabilidad¹². Esta situación fue reconocida por la Secretaría de Energía quien, mediante la Resolución N.º 52/2019, autorizó a los titulares de los proyectos a solicitar una prórroga de las fechas comprometidas en los PPAs, e instruyó a CAMMESA para suspender temporalmente las intimaciones. En la normativa, el organismo señaló que se había “detectado un retraso generalizado del cumplimiento de los hitos contractuales suscriptos en el marco de la (...) Ronda 2, motivados por distintos factores que inciden en el desarrollo de los proyectos”. Las penalidades aplicadas a estos incumplimientos tienen costos sumamente elevados que alcanzan los US\$1.388 diarios por MW de potencia contratada (Ministerio de Energía y Minería, 2017), aproximadamente medio millón al año, lo que despertó el descontento de las empresas alcanzadas.

Ya hacia mediados de 2021, la Secretaría de Energía, bajo la administración de Alberto Fernández (2019-2023), se encontraba evaluando la situación de 1899,6 MW de potencia no operativa que conserva un cupo en el congestionado sistema de transporte. Si bien la posibilidad de que algunos proyectos logren acceso a financiamiento externo existe, desde la Secretaría aseguran que la mayoría ya no serán construidos, y una opción que se está barajando es negociar la rescisión de los contratos con CAMMESA y recuperar aquellos cupos en nodos de transporte para nuevos proyectos (Bellato, 20 de agosto de 2020). Sin embargo, la situación resulta más compleja, así lo expresaron desde la Secretaría:

Desde un punto de vista, no podemos ejecutar todas las garantías de los proyectos con causales de rescisión. Son tantos en esta situación que llevaría a un colapso a las aseguradoras. Desde otra mirada, tampoco podemos rescindir los contratos sin que haya consecuencias. Esto implicaría una especulación porque sí hubo proyectos que se concretaron y están generando energía renovable a pesar de la crisis en la macroeconomía. En el medio de estas dos opciones está la solución (Bellato, 20 de agosto de 2020).

12- De acuerdo a lo establecido en los PPA, “se considera caso fortuito o fuerza mayor al hecho que no ha podido ser previsto o que, habiendo sido previsto, no ha podido ser evitado. El caso fortuito o fuerza mayor exime de responsabilidad, excepto disposición en contrario” (remisión al artículo 1730 del Código Civil y Comercial de la República Argentina).

Las garantías del programa RenovAr tienen un costo de US\$250 mil por cada MW de potencia comprometida, a lo que se agregan garantías adicionales sumadas por los propios desarrolladores (Energía Estratégica, 21 de julio de 2016). Ejecutarlas implicaría múltiples litigios y arbitrajes internacionales, probablemente con gravosos costos para el Estado. Hasta el momento, cuatro empresas han iniciado acciones legales ante la UNCITRAL, cuya resolución en su favor podría desencadenar en réplicas por parte de decenas de otros proyectos. Situación similar se presenta en el caso de la demanda presentada por el Grupo Fides, el cual busca evitar la imposición de las penalidades contraídas en dos proyectos, alegando que los cambios macroeconómicos que sufrió el país le impidieron concretar el cierre financiero para sus proyectos en tiempo y forma (Bellato, 6 de julio de 2020). Por su parte, la italiana Enel Green Power firmó en diciembre de 2020 la rescisión del contrato de común acuerdo con CAMMESA debido a que no se habían realizado las obras de transporte a cargo del Estado (Bellato, 3 de diciembre de 2020), una vía que podría replicarse con otros proyectos en el corto plazo. Entre las alternativas posibles para los proyectos restantes, se encuentra la imposición de una multa “mínima” a los contratos que quieran rescindirse con el acuerdo de los privados –se estima una multa de entre un 8% y 20% correspondiente al seguro de caución establecido en el PPA–; mientras que para aquellos proyectos que tienen posibilidad de reflatarse, una opción que han acercado los referentes de la industria nacional es incorporar mayor contenido local (Medinilla, 2021). Lo incierto del panorama apunta a resoluciones de alcance general en primera instancia, evitando un análisis de la particularidad de cada caso, lo que conllevaría largos períodos de negociación.

4. Reflexiones finales: una Caja de Pandora de energía renovable

La atracción de inversiones en energías renovables constituyó una de las claves de la política exterior del gobierno macrista, lo que implicó intentar dar previsibilidad en las condiciones del mercado, reducción de riesgos con garantías y la habilitación de productos financieros innovadores. Si bien el programa RenovAr fue exitoso al reubicar a las energías renovables en el plano energético nacional, la cantidad de potencia instalada hacia 2021 no alcanzó una cifra que se pueda considerar “exitosa” en relación al objetivo establecido por la Ley N.º 27.191. Para ese año, 2.407 MW del programa se encontraban operativos, esto es, un 50% de la potencia total instalada para el mes de septiembre (4.791 MW), pero que representa apenas el 11,3% de la matriz (42.258 MW), por debajo de la meta del 12% planteado para el año 2019 (CAMMESA, 2021). Sostenemos que las condiciones regulatorias y tributarias establecidas

por los PPA se convirtieron en un combo seductor para estrategias cortoplacistas, donde los proyectos fueron comercializados entre firmas como activos especulativos que escaparon del más mínimo tinte productivo con el cual se los presentaba. Como afirman Panigo y Chena (17 de marzo de 2019), el proceso de financiarización de la energía desplegado en este tiempo tuvo efectos virtuosos para los accionistas, pero impactos perjudiciales para la inversión real, la estabilidad macroeconómica, la competitividad internacional y el crecimiento del sector en el corto/mediano plazo.

Al igual que en licitaciones pasadas, el financiamiento de las inversiones se mantuvo como el principal escollo del sector. El hecho de que el país dependa del financiamiento externo, y que este se ha reducido considerablemente con la crisis desatada en 2018, debe sumarse que los proyectos que fueron comercializados en mercados secundarios inevitablemente vieron afectados los plazos estipulados para la finalización de las obras y su posterior entrada en operación. En esta línea, el desarrollo de proveedores locales tampoco formó parte de los objetivos centrales del programa. La mayor parte del CND se estructuró en base a la oferta provista por industrias metalmecánicas locales para componentes de baja complejidad tecnológica, que posteriormente eran ensamblados por el tecnólogo extranjero. A diferencia de lo que ocurre en licitaciones públicas de otros países, donde los objetivos socioeconómicos de la política energética –empleo directo, componente nacional, estructura de propiedad– se reflejan directo en su diseño, aquí hubo un fuerte apoyo a la instalación de tecnólogos extranjeros y a la importación de componentes, sin asumir que había una industria nacional capaz de competir o de desarrollarse. La utilización del FODER para disminuir la incertidumbre de los inversores, y no para apoyar proyectos con alto contenido nacional, refuerza esa orientación de la política energética en detrimento de los objetivos de la política industrial.

Esta situación fue heredada por el gobierno siguiente como una caja de pandora de múltiples aristas problemáticas: por un lado, el hecho de que no se cumplan los plazos estipulados en los contratos conlleva la aplicación de sanciones y rescisiones de contratos, lo que podría derivar en arbitrajes internacionales con gravosos costos para el Estado. Por otro, el cupo de despacho asignado a estos proyectos obtura la posibilidad de sumar nuevos proyectos de generación a un sistema de transporte eléctrico de por sí saturado, impidiendo la expansión de la generación con las consecuencias que ello acarrea en la calidad del servicio. Para los casos de proyectos que sí se ejecutaron, la importación masiva de componentes también dibuja un escenario indeseado en medio de la crisis cambiaria y la escasez de reservas de divisas.

En este marco, el país no solo profundizó su dependencia tecnológica, redujo sus márgenes de soberanía energética y presionó sobre sus posibilidades

económicas, sino que desaprovechó la oportunidad de sentar las bases de una transición hacia nuevos modelos socioenergéticos, esto es, de concebir a las tecnologías de energía renovable como una oportunidad no solo para consolidar una política energética, sino para enlazarla con la política científica e industrial del país. Esto significa, desarrollar estrategias que apoyen la innovación, el desarrollo y la competitividad de las empresas locales, permitiendo al país ascender en las cadenas globales de valor, aumentar las exportaciones, sustituir las importaciones y crear nuevos puestos de trabajo.

La experiencia reciente resalta la necesidad de avanzar hacia una valoración cualitativa además de cuantitativa del contenido nacional; cambiar la concepción en la adjudicación de la oferta con el precio más bajo, para comenzar a utilizar el criterio de la oferta más conveniente, para así desarrollar nichos específicos de alto valor agregado. Al ser la energía un producto transversal de la economía, aumentar su accesibilidad y permitir su expansión adquiere la capacidad de potenciar el desarrollo de economías regionales y la mejora en la productividad de la sociedad en su conjunto.

Referencias bibliográficas

Bellato, R. (20 de agosto de 2020). Renovables: el gobierno inicia negociación con privados para cancelar proyectos atrasados. *Econojournal*. <https://econojournal.com.ar/2020/08/renovables-el-gobierno-inicia-negociacion-con-privados-para-cancelar-proyectos-atrasados/>

Bellato, R. (6 de julio de 2020). Renovar: la generadora de Ivanissevich inició arbitraje contra el Estado Nacional. *Econojournal*. <https://econojournal.com.ar/2020/07/renovar-la-generadora-de-ivanissevich-inicio-arbitraje-contra-el-estado-nacional/>

Bellato, R. (3 de diciembre de 2020). Rescinden el primer contrato de energía renovable del programa RenovAr. *Econojournal*. <https://econojournal.com.ar/2020/12/rescinden-el-primer-contrato-de-energia-renovable-del-programa-renovar/>

CAMMESA (Compañía Administradora del Mayorista Eléctrico S. A.) (2019). *Informes Mensuales del MEM y del MEMSP. Enero de 2003 a noviembre de 2019*. CAMMESA. <http://portalweb.cammesa.com>

Castelao Caruana, M. E. (2019). La energía renovable en Argentina como estrategia de política energética e industrial. *Problemas del desarrollo*, 50(197), 131-156.

Chesnais, F. (2001). *La mundialización financiera. Génesis, costo y desafíos*. Losada.

Constantini, Paz y Di Paola, María Marta (2019). Programa RenovAr: ¿Éxito o fracaso? Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN). https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2020/06/FARN_Programa-RenovAr_Exito-o-fracaso.pdf

En Orsai (3 de junio de 2018). Mirá cuánto ganaron las empresas eléctricas en los últimos doce meses. <http://www.enorsai.com.ar/politica/24955-mira-cuanto-ganaron-las-empresas-electricas-en-los-ultimos-doce-meses.html>

ENARSA (Energía Argentina S.A.) (2009). *Programa para la Generación con Energías Renovables Genren*. Secretaría de Energía de la República Argentina. <http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/novedades/EnergiasRenovables.pdf>

Energía Estratégica (16 de agosto de 2019). Genneia cierra Project Finance para su subsidiaria Vientos de Necochea, *Energía Estratégica*. <https://www.energiaestrategica.com/genneia-cierra-project-finance-para-su-subsidiaria-vientos-de-necochea/>

Energía Estratégica (21 de julio de 2016). Riesgo Cammesa: expertos en derecho energético advierten que las garantías del Foder y Banco Mundial son insuficientes para inversores. *Energía Estratégica*. <https://www.energiaestrategica.com/riesgo-cammesa-expertos-en-derecho-energetico-advierten-que-las-garantias-del-foder-y-banco-mundial-son-insuficientes-para-inversores/>

Fenés, G. (26 de julio de 2018). Conflicto con 360 Energy en La Rioja: distribuidora local impide conectar un parque solar listo para inaugurar, *Energía Estratégica*. <https://www.energiaestrategica.com/conflicto-con-360-energy-en-la-rioja-distribuidora-local-impide-conectar-un-parque-solar-listo-para-inaugurar/>

Freier, A. (2016). La situación de la cooperación energética entre Argentina y Brasil en el área de la energía renovable: ¿Integración, difusión o fragmentación? *Relaciones Internacionales*, (51). <https://revistas.unlp.edu.ar/RRII-IRI/article/view/2951/2678>

Garrido, S., Lalouf, A. y Moreira, J. (2013). Implementación de energías renovables como estrategia para modificar la matriz energética en Argentina. De las políticas puntuales a las soluciones sistémicas. *Avances en Energías renovables y Ambiente*, 17, 1235-1241.

Glave, U. y Zabaloy, M. F. (2020). Energías renovables para la transición energética: un análisis comparativo entre los casos de Argentina y Alemania en el período 2000-2016. En *Energía, Innovación y Ambiente para una Transición Energética Sustentable* (pp. 239-256). EdiUNS.

Gubinelli, G. (14 de junio de 2018). Hasta el momento son 20 los parques eólicos que se han declarado como "proyecto crítico. *Energía Estratégica*. <https://>

www.energiaestrategica.com/hasta-el-momento-son-20-los-parques-eolicos-que-se-han-declarado-como-proyecto-critico/

Energías Renovables (10 de octubre de 2017). El contenido nacional gana terreno en el Plan RenovAr. *Instituto Nacional de Tecnología Industrial*. <https://www.inti.gov.ar/noticias/23-politica-industrial/884-el-contenido-nacional-gana-terreno-en-el-plan-renovar/>

IRENA (2019). *Renewable Energy Market Analysis: GCC 2019*. IRENA. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jan/IRENA_Market_Analysis_GCC_2019.pdf

Kollmann, R. (29 de febrero de 2020). Parques eólicos: el negociado de los Macri perjudicó al Estado en cientos de millones de dólares. *Página12*. <https://www.pagina12.com.ar/250270-parques-eolicos-el-negociado-de-los-macri-perjudico-al-estado>

Krier, D. (2012). *Speculative management: Stock market power and corporate change*. SUNY Press.

Krippner, G. (2005). The financialization of the American economy. *Socio-economic review*, 3(2), 173–208.

Kulfas, M. (2001). *El impacto del proceso de fusiones y adquisiciones en la Argentina sobre el mapa de grandes empresas: Factores determinantes y transformaciones en el universo de las grandes empresas de capital local*. CEPAL.

Massare, Bruno (22 de marzo de 2018). Fabrizio: Hay un camino clausurado para los fabricantes locales de aerogeneradores. Agencia TSS – Universidad Nacional de San Martín. <http://www.unsam.edu.ar/tss/fabrizio-hay-un-camino-clausurado-para-los-fabricantes-locales-de-aerogeneradores/>

Medinilla, M. (3 de agosto de 2021). El Gobierno lanzó una resolución para destrabar los contratos del Programa RenovAr. *Energía Estratégica*. <https://www.energiaestrategica.com/el-gobierno-lanzo-una-resolucion-para-destabar-los-contratos-detenido-del-programa-renovar/>

Ministerio de Energía y Minería (2017). Proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables/renovar>

Ministerio de Energía y Minería (2019). Balance de gestión en energía 2016-2019. https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/sintesis_balance/2019-12-09_Balance_de_Gestion_en_Energia_2016-2019_final_y_anexo_pub.pdf

Navarro Rocha, L. (2020). Financiarización en grandes empresas argentinas: El grupo Pampa Energía (2004-2019). *Ola Financiera*, 13(37), 66–89. <http://dx.doi.org/10.22201/fe.18701442e.2020.37.77773>

Neuman, M., Malco, J. y Nicolini, J. (2019). *Ejes para el Desarrollo de la Trama Productiva de Equipamiento Eólico de Alta Potencia*. XII Congreso de Ingeniería

ría Industrial, UTN, Santa Cruz, Argentina.

Nimcowicz, E. (2017). El INTI avanza en la medición del contenido local del RenovAR. *El Economista*. <https://eleconomista.com.ar/2017-10-inti-medicion-contenido-local-renovar/>

Pahle, M., Pachauri, S. y Steinbacher, K. (2016). Can the Green Economy Deliver it All? Experiences of Renewable Energy Policies with Socio-economic Objectives, *Applied Energy*, pp. 179.

Panigo, D. y Chena, P. (17 de marzo de 2019). Financierización, *Página/12*. <https://www.pagina12.com.ar/181357-financierizacion>

Recalde, M., Bouille, D. H., y Girardin, L. O. (2015). Limitación para el desarrollo de energías renovables en la Argentina. *Problemas del desarrollo*, 46(183), 89-115.

Remiro, C. (26 de octubre de 2016). La especialista Cecilia Remiro analiza por qué todavía son muchas las dudas que asaltan a los inversores que apuestan por este tipo de proyectos. *lprofesional*. <https://www.iprofesional.com/actualidad/240608-gobierno-cammesa-energ%C3%ADas-renovables-Energias-limpas-cuales-son-los-riesgos-y-las-garantias-del-Programa-RenoVar>

Sabbatella, I., Serrani, E. y Barrera, M. (2020). Paradigmas energéticos en disputa en las últimas dos décadas en Argentina. En *Energía, Innovación y Ambiente para una Transición Energética Sustentable* (pp. 79-94). EdiUNS.

Van der Zwan, N. (2014). Making sense of financialization. *Socio-Economic Review*, 12(1), 99-129.

Verbitsky, H. (20 de enero de 2019). Agua para sus molinos. *El cohete a la luna*. <https://www.elcoheteealaluna.com/agua-para-sus-molinos/>

Legislación

Ley N.º 27.191 de 2015. Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. 31 de marzo de 2016. Boletín Oficial del Estado N.º 33.347

Decreto N.º 134/2015 de Emergencia Eléctrica de 2015. 17 de diciembre de 2015. Boletín Oficial del Estado N.º 34.792.

Decreto N.º 814/2017 de Derecho de Importación Extrazona. Alícuotas de 2017. 11 de octubre de 2017. Boletín Oficial del Estado N.º 77.613.

Resolución Conjunta-E 4/2017 de Procedimiento especial destinado a obtener la declaración de "proyecto crítico" de 2017. 2 de enero de 2018. Boletín Oficial del Estado N.º 33.782.

Resolución N.º 52/2019 de Prórroga de energías renovables de 2019. 19 de febrero de 2019. Boletín Oficial del Estado N.º 34.059.