La generación nucleoeléctrica en Argentina y el mundo

Alfredo Caro

Proyectos especiales

Agosto 2023

fundar

La generación nucleoeléctrica en Argentina y el mundo

Alfredo Caro

- Generar riqueza
- Promover el bienestar
- Transformar el Estado

Índice

La generación nucleoeléctrica en Argentina y el mundo

4 Introducción

5 Escenario de la industria nuclear

8 Tecnología nuclear de ayer y hoy

9 El caso CANDU

11 Dimensiones clave del sector nucleoeléctrico

11 El mercado y los reactores

12 Costos de capital, de operación y mantenimiento

13 Elección de tecnología y residuos nucleares

15 El riesgo nuclear y la irrupción de las energías renovables

18 Algunas razones por las que ciertos países compran grandes reactores

19 El futuro de la energía nuclear: los reactores modulares pequeños y la Generación IV

22 El caso de Argentina

25 Argentina y el rol del gas de *shale*

26 El reactor CAREM

26 ¿Cuál debería ser el rol de la energía nucleoeléctrica en Argentina?

27 La compra de Atucha-1

28 La compra de reactores a China

29 El costo de la energía eléctrica de Hualong-1

32 Conclusiones

35 Referencias bibliográficas

37 Créditos

fundar

Introducción

La energía nuclear como fuente de energía limpia, fiable y segura desempeña un importante papel en la matriz energética mundial y nacional. La tendencia actual en la industria tiende al desarrollo de tecnologías nucleares avanzadas —que son más seguras, baratas y sustentables que las usadas en los reactores nucleares existentes—. En general, la atención se centra en reducir costos, mejorar la seguridad y reducir el impacto ambiental de la energía nuclear[1].

No obstante, hasta ahora, la energía nuclear no está en camino de incrementar significativamente su cuota en la generación mundial de electricidad. De hecho, la tasa de adiciones anuales de capacidad iguala a la tasa de sustracción. Sin embargo, la situación cambia a un ritmo vertiginoso. Solamente en el último año, luego de la invasión rusa a Ucrania, el interés por la expansión de la energía nuclear —manifestado en la firma de cartas de intención, memorandos de entendimiento y algunos pocos contratos en firme— ha experimentado un singular crecimiento, que hace pensar que la energía nuclear está en el umbral de un período de fuerte expansión.

Hoy, a mediados de 2023, la energía nuclear en el mundo se encuentra, específicamente, en un punto de inflexión. Tras décadas de una relativa parálisis en su expansión, se está frente a un extraordinario despliegue de nuevas instalaciones. Ello es así por una serie de razones. Entre las más destacadas:

- La transición energética impulsada por el cambio climático está tomando un impulso arrollador.
- La guerra en Ucrania puso de relieve la vulnerabilidad del aprovisionamiento energético basado en recursos fósiles.
- Diversos países asiáticos apuestan decididamente a la expansión del sector nuclear, y Occidente corre el riesgo de quedar fuera del formidable negocio que puede generarse.
- Las fuentes renovables no cuentan aún con tecnologías de almacenamiento lo suficientemente económicas como para ser, solas, la solución.
- La percepción, de algunos sectores de opinión, de que un camino sólido y creíble para la estabilización climática debe otorgarle un papel sustancial a la energía nuclear.

Para cumplir los objetivos del Acuerdo de París de 2015, de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero con un horizonte exigente para 2050, **algunas fuentes** estiman que será necesaria una significativa contribución de la energía nuclear, combinando la instalación de nueva capacidad nuclear con ambiciosos programas de extensión de vida de las centrales nucleares existentes.

Este trabajo, en primer lugar, analiza la situación actual de generación nucleoeléctrica en Argentina y el mundo; y, en segundo lugar, expresa una opinión sobre su futuro. Así su propósito consiste en contribuir a la toma de decisiones en relación con la participación nuclear en la matriz energética de Argentina, para que ésta aporte tanto a proveer energía eléctrica a precios competitivos, como a descarbonizar el sector energético y expandir las capacidades del tejido industrial del país.

1 Esto incluye pequeños reactores modulares (SMR), diseñados para ser construidos en fábricas y transportados al sitio, algunos de ellos de Generación III+ (refrigerados por agua), y otros de Generación IV (con refrigerantes que no necesitan recipientes de presión).

Escenario de la industria nuclear

Para abordar el presente y el futuro es preciso hacer una breve descripción del camino que llevó a la industria nuclear hasta la actualidad. Durante la década del 70 y del 80, la industria nuclear tuvo su auge en el mundo, con un crecimiento exponencial de construcciones y puestas en marcha de la mayor parte de la flota mundial. A lo largo de este período se conectaba a la red casi un reactor cada dos semanas, en promedio.

Sin embargo, el accidente de Three Mile Island en Estados Unidos en 1976 (clasificado 5 en una escala de gravedad de 1 a 7) sembró dudas en la opinión mundial sobre la seguridad de estas instalaciones. Aunque tuvo consecuencias civiles moderadas fuera de la planta, puesto que no produjo víctimas humanas, su gran impacto en la opinión pública derivó tanto en la creación de nuevas y más estrictas normas para la seguridad de la industria nuclear, como en la declinación del número de nuevas construcciones a nivel mundial. A modo de ejemplo, en Estados Unidos, por un lado, se canceló la construcción de 51 reactores; y, por otro –si bien después del accidente se terminaron 53 plantas (que en el momento estaban en diferentes grados de avance)– desde 1977 hasta 2013 no se autorizó la construcción de ninguna planta nueva.

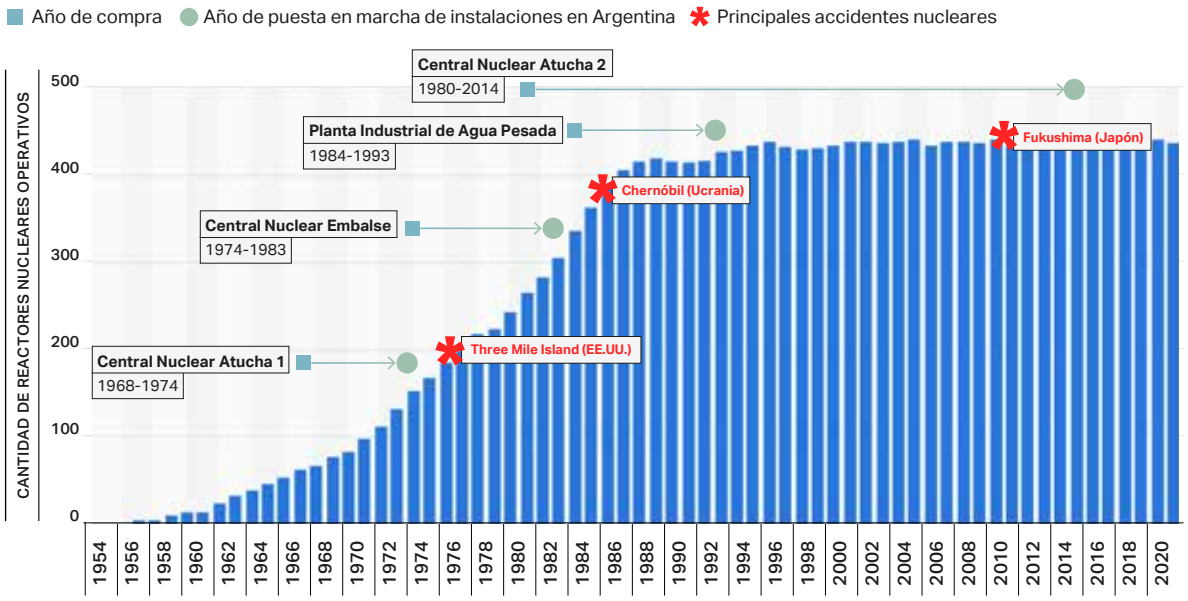
Otro evento significativo para el devenir de esta tecnología fue el accidente de Chernóbil en Ucrania en 1986. Él fue el primero en catalogarse como categoría 7 e implicó la pérdida de un número difícil de determinar de vidas humanas y la liberación de importantes cantidades de material radiactivo a la atmósfera. Si la opinión mundial se estaba recuperando del accidente de 1976, este desastre fue decisivo para la pérdida de impulso de la industria nuclear.

El Gráfico 1 muestra claramente cómo el crecimiento exponencial del número de reactores durante la década del 70 y del 80 se detuvo a partir de estos accidentes, saturándose alrededor de 1980, hasta nuestros días. Esto no quiere decir que no se hayan construido reactores, sino que la entrada en servicio de nuevas unidades compensó la salida de otras (alrededor de 140 reactores en los últimos 30 años, un tercio de la flota). Estas desconexiones responden, principalmente, a tres razones muy diversas entre sí. En primer lugar, el fin de la vida útil; en segundo lugar, la inviabilidad económica frente a otras fuentes (casos en Estados Unidos); y, por último, las decisiones políticas (casos en Alemania). A su vez, aunque el Gráfico 1 no lo muestre, es interesante remarcar que, pese a que el número de reactores permanece casi constante desde hace 30 años, la mayor parte de los desafectados está en Occidente y la mayor parte de las nuevas instalaciones está en Asia.

Escenario de la industria nuclear

Gráfico 1

Cantidad de reactores nucleares operativos en el mundo*, cada año (1954-2022)

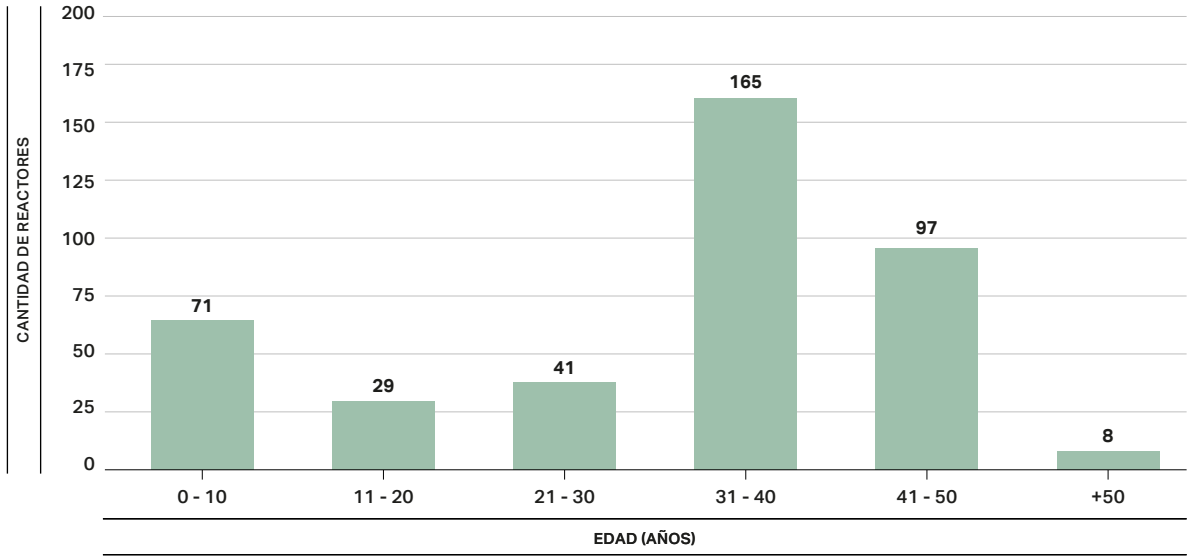


*Nota: no necesariamente en operación hoy.[2]
Fuente: Fundar - elaboración propia con base en información de Statista (2023)

A continuación, el Gráfico 2 muestra la edad de los reactores en operación agrupados por décadas. En la actualidad, de los 410 en operación (sin tener en cuenta los 27 en operación suspendida y los 53 en construcción), la media es de 32 años, con 105 reactores con más de 40 años (el 24%) y 71 con menos de 10 (el 16%). Si bien los 71 reactores construidos en la última década sugerirían una buena evolución de esta industria, es preciso recordar que el consumo mundial crece y que, a modo de comparación, sólo China incrementó la potencia instalada de sus plantas renovables no hidráulicas en 750 GWe (gigawatts eléctricos) en igual período. Considerando el factor de capacidad promedio, equivale, en energía generada, a la incorporación de unos 300 reactores nucleares de 1 GWe cada uno en una década.

Gráfico 2

Cantidad de reactores en el mundo al 31 de diciembre de 2021, según la edad



Fuente: Fundar - elaboración propia con base en información del Power Reactor Information System (PRIS) de la Agencia Internacional de Energía Atómica (2021).

2 *Fechas de iniciación y de puesta en marcha. Atucha 1: 1968-1974. Atucha 2: 1981-2014. Embalse: 1974-1983. PIAP: 1984-1993.*

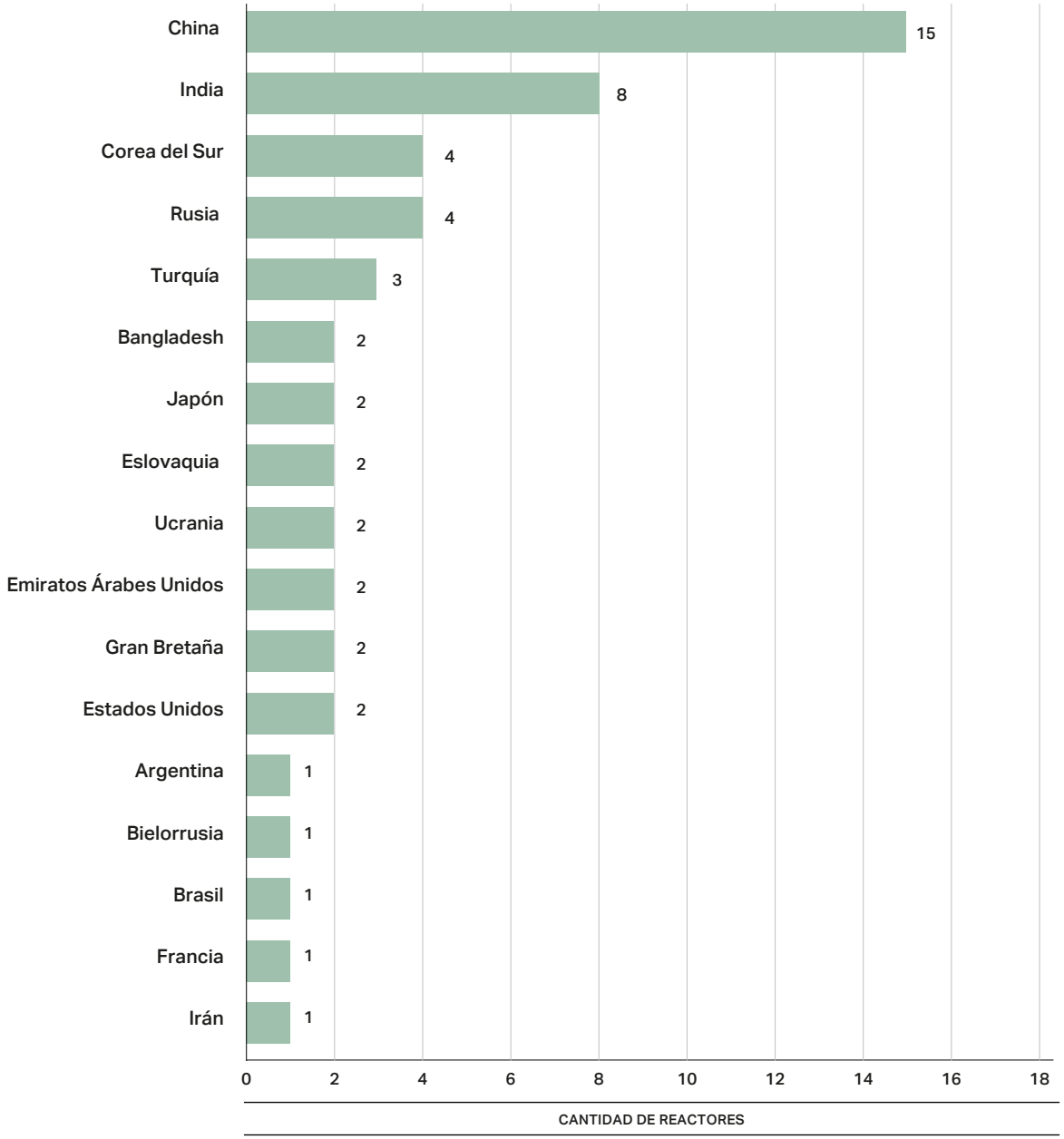
Escenario de la industria nuclear

Como resultado de la estagnación del número de reactores en el mundo, y considerando que el consumo de energía eléctrica se duplica cada alrededor de 25 años, la máxima participación en la generación eléctrica mundial fue del 17% en 1996, y alrededor de 9,8% en la actualidad, con tendencia decreciente.

El Gráfico 3 muestra el escenario actual del número de reactores en construcción en el mundo a mediados de 2022. De un total de 53, 35 de ellos estaban en Asia, 6 en Medio Oriente, 8 en Europa, y 4 en América[3].

Los 53 reactores nucleares en construcción* en el mundo, en mayo de 2022, por país

Gráfico 3



Tecnología nuclear de ayer y hoy

* Nota: se reportan tanto unidades de alta potencia como pequeñas (SMR), de menos de 300 MWe. Estos datos cambian año tras año.
Fuente: Fundar - elaboración propia con base en información de las estadísticas de cada país del Power Reactor Information System (PRIS) de la Agencia Internacional de Energía Atómica.

3 De ellos: 45 son PWR (reactor de agua a presión [pressurized water reactor]), 2 son BWR (reactor de agua en ebullición [boiling water reactor]), 3 son PHWR (reactor de agua pesada a presión [pressurized heavy water reactor]), y 3 son FBR (reactor reproductor rápido [fast breeder reactor].

Escenario de la industria nuclear

Los gráficos dan cuenta de que —en comparación con la poca actividad en Occidente— la industria nuclear está, claramente, en expansión en Oriente. ¿Por qué? ¿Cuáles son las causas que determinaron esta interrupción de la expansión nucleoeléctrica, que ya dura 35 años en el mundo occidental y al menos 25 años en el oriental y que –de poner el foco en los 71 que se construyeron en la última década– parecería estar llegando a su fin?

Si bien las respuestas a estas preguntas son variadas y complejas (y su abordaje excede los límites de esta publicación), una primera observación sugiere que –en vez de la polarización Este-Oeste en el mundo nuclear– hay una división entre los países donde la energía nuclear (construcción y operación) está en manos del Estado (Rusia, China, India, Irán, Argentina, Emiratos Árabes Unidos [EAU], Brasil, Bangladesh, Bielorrusia, Turquía [aunque allí la propiedad de la central es rusa]) y aquellos donde está en manos del mercado (Estados Unidos, Europa, Japón, Corea, Eslovaquia, Reino Unido, y otros).

En efecto, de los 53 reactores en construcción, la mayoría (38) está en países donde el Estado es el inversor. En China hay 24 reactores de alta potencia en construcción: 10 son HPR1000 o Hualong-1, un desarrollo chino basado en el M310 francés, 6 son ACP1000, un desarrollo chino anterior basado también en tecnología francesa, 4 son VVER rusos, con alta participación china en componentes, y 2 son reactores rápidos de diseño chino. Es decir, la industria estatal china produce reactores para las empresas estatales de generación eléctrica; es un mercado cerrado difícil de analizar en términos económicos. Algo similar puede decirse de Rusia e India. De los 30 reactores en construcción fuera de China, 11 son VVER rusos (el país más exitoso en la venta de reactores a terceros países, al menos hasta la invasión a Ucrania). Tal éxito se debe, en parte, al modelo de negocios, donde es común que el vendedor ofrezca llevarse el combustible gastado y también un esquema de "build, own, operate" (es decir, construir, operar y ser el dueño de la instalación). En esos casos no hay inversión de capital por parte del comprador. Si bien Rusia es el país que más exporta, Corea es el más eficiente en cuanto a costo y plazo de ejecución.

Tecnología nuclear de ayer y hoy

Todos los reactores de gran potencia que se ofrecen hoy a la venta tienen características similares: usan agua como fluido que extrae el calor de núcleo para generar vapor y, genéricamente, se llaman PWR (reactores de agua a presión [Pressurized Water Reactor]). Los seis diseños comerciales de potencia de "Generación III+" que se ofrecen para exportación en el mercado actual son[4]:

- AP1000 de Westinghouse de Estados Unidos
- EPR de Areva de Francia
- APR1400 de Corea
- Hualong-I o HPR1000 de China
- ABWR de Japón
- VVER1000/1200/1400 de Rusia

4 Ellos tienen un recipiente de presión de grandes dimensiones, son alimentados con uranio levemente enriquecido (ULE) a valores hasta 5% en concentración del isótopo físil de masa 235, e incorporan lo aprendido luego del accidente de Fukushima (2011) en relación con medidas de seguridad aumentadas.

Tecnología nuclear de ayer y hoy

De esta lista, tres países se disputan el mercado mundial, Rusia, China, y Corea, en ese orden de importancia. Aquí debe destacarse que en la actualidad no existe ninguna oferta de venta de un reactor de uranio natural, similares a los que posee Argentina[5]. Veamos esto en más detalle.

Box 1

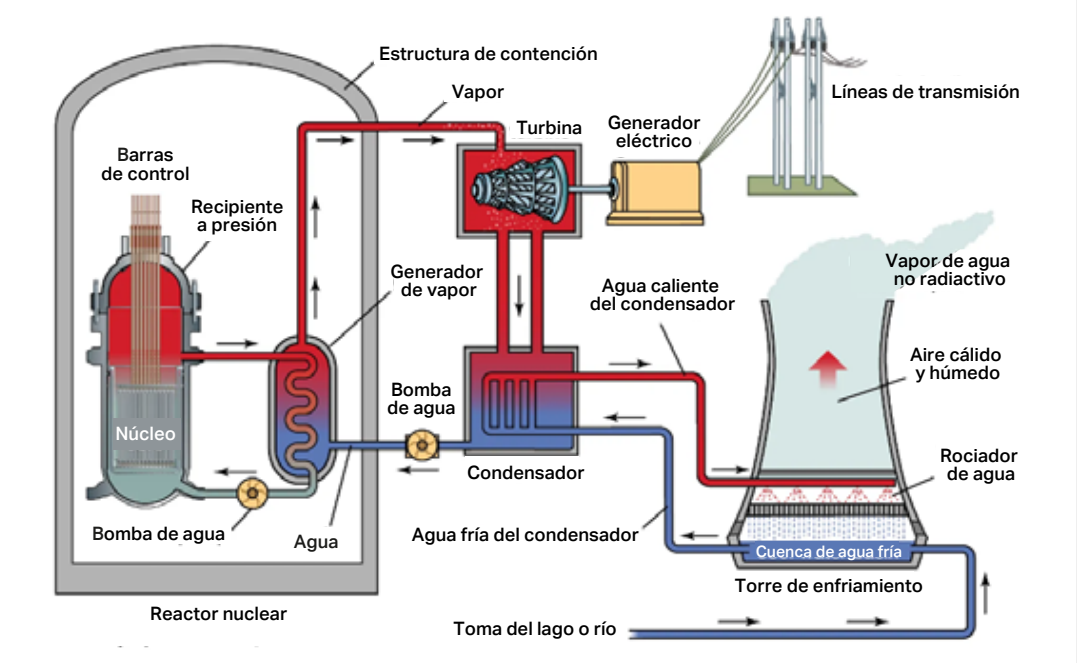
Tecnología nuclear

La energía eléctrica se produce impulsando el eje de un generador eléctrico, similar al alternador de los automóviles. Su rotación se produce por la presión del vapor de agua a alta temperatura en una turbina. Ese vapor se obtiene de agua calentada por diversos medios —entre ellos, petróleo, gas o reacciones nucleares—.

Un reactor nuclear genera calor para calentar un fluido intermediario que transmite ese calor al agua, que se vaporiza e impulsa una turbina que mueve el generador.

Esquema de los principales componentes de una usina nuclear (1986)

Figura 1



Fuente: Encyclopaedia Britannica (1986)

El caso CANDU

La historia de los reactores de uranio natural y agua pesada está íntimamente relacionada con las actividades de I+D en el área nuclear de Canadá y, en menor medida, en Alemania. Por muchos años, Canadá fue un líder mundial en tecnología nuclear, exportando un número importante de reactores CANDU (Canadian Deuterium Uranium) y una gran proporción del aprovisionamiento mundial de radioisótopos de uso médico (para lo cual estos reactores son particularmente adecuados). Sin embargo, en la actualidad no hay ningún modelo de reactor de exportación canadiense usando esa tecnología, y los planes de expansión de la energía nuclear en ese país consideran comprar AP1000, EPR y reactores modulares pequeños (SMR). Hoy en día, Canadá tiene 19 reactores presurizados con agua pesada (PHWR) en operación.

5 Es decir, que utilice como combustible el mineral en la composición isotópica que existe en la naturaleza, esto es 0,7% de isótopo de masa 235 y 99,3% del isótopo no-fisil de masa 238.

Tecnología nuclear de ayer y hoy

Lo esencial de la tecnología CANDU es el uso de uranio natural como combustible y agua pesada como moderador. Como el agua pesada es menos efectiva como moderador que el agua liviana (la masa 2 del deuterio absorbe menos energía que la masa 1 del hidrógeno en cada colisión con un neutrón de masa 1), se necesitan grandes cantidades de moderador, y eso hace que el reactor sea muy voluminoso. Un alto porcentaje del costo de la instalación lo lleva la obra civil y un 10% lo lleva el suministro inicial de agua pesada. Como contraparte, no tienen los costosos recipientes de presión; y, en parte por esa razón, junto con la facilidad de producir el combustible, son tecnológicamente más accesibles a países con industrias menos desarrolladas. El tamaño del núcleo del reactor fue la principal limitante al incremento de potencia. Consecuentemente, no pudo tomar ventaja de la economía de escala, lo que dio lugar a los reactores de uranio enriquecido y agua liviana de Generación-III con más del doble de potencia (llegando hasta 1600 MWe para el EPR europeo). Este factor, en definitiva, sacó del mercado la tecnología CANDU. Los esfuerzos por desarrollar Advanced Candu Reactors (ACR) con agua liviana como refrigerante y núcleos más compactos, a principios de la década de 2000 (cuando se pensaba en un "renacimiento nuclear"), no dieron resultados y fueron abandonados, así como los relacionados con CANDU-9 (una versión potenciada del CANDU-6 de la década de los 70).

La presión exportadora de Canadá durante la década de los 70 llevó a que su diseño fuera vendido, principalmente, a países periféricos. Entre ellos, se incluyen algunos con gobiernos refractarios a los acuerdos internacionales relacionados con la proliferación (tal es el caso de India y Pakistán, dos de los cuatro países no signatarios del Tratado de No Proliferación [NPT], y, en su momento, Argentina).

Su voluntad exportadora llevó a Canadá a incluir en los contratos cláusulas de transferencia de tecnología. Como el diseño de CANDU produce plutonio en el combustible y tritio en el moderador —elementos constitutivos de explosivos nucleares—, India utilizó subrepticiamente su primer reactor canadiense (CIRRUS), un predecesor del CANDU financiado en parte con dinero canadiense y cargado con agua pesada de Estados Unidos, conectado a la red en 1972, y así obtuvo el plutonio de su primer test nuclear en 1974. Posteriormente usó reactores domésticos derivados de los canadienses para obtener el tritio de su primer ensayo termonuclear de 1998. Estas acciones colocaron a India bajo numerosos embargos a la venta de tecnología nuclear y, claro está, llevaron a la cancelación de los contratos con Canadá, lo que los forzó a desarrollar sus propias variantes, incluyendo producción de tritio a partir de ^{6}Li. Esto impactó en la capacidad exportadora de Canadá y en la decisión argentina de comprar CNA-2 a Siemens, discontinuando la línea CANDU de Embalse (CNE).

En síntesis, Canadá vendió 2 reactores de uranio natural a India. Con ellos, India construyó 16 más con tecnología propia basados en el diseño canadiense. India tiene actualmente 2 en construcción. Corea tiene 3, que serán desactivados en 2026. China tiene 2 que comenzaron su operación en 2002/2003. Rumania 2, de 1996 y 2007. Pakistán 1, de 1971. Argentina 1, de 1974, con extensión de vida realizada en 2015. Estas cifras arrojan un total de 45 reactores de uranio natural y agua pesada en el mundo.

El fracaso comercial de la línea CANDU llevó, por un lado, a que en 2011 el gobierno de Canadá vendiera la empresa estatal AECL a SNC-Lavalin, y, por otro, a que discontinuara todos sus esfuerzos por modernizar el diseño. Actualmente, en el mundo no existe un diseño pos-Fukushima (accidente que estableció nuevos requerimientos de seguridad) de reactor CANDU listo para ser licenciado.

El diseño de CANDU a uranio natural, ofrecido en 2014 por China a Argentina, habría debido ser licenciado de acuerdo con las normas pos-Fukushima. Ello justifica, en parte, su elevado costo. Los CANDU fabricados en India no son productos de exportación y no tienen licencia fuera de India y las negociaciones con Canadá para terminar las dos unidades CANDU en Rumania, Cernavoda 3 y 4, no han prosperado.

Dimensiones clave del sector nucleoeléctrico

Dimensiones clave del sector nucleoeléctrico

El mercado y los reactores

Hay varias razones para justificar la escasez de adición de nueva capacidad nuclear en países donde deben satisfacer las reglas del mercado. Entre ellas, están las relacionadas con el alto costo y los sobrecostos —derivados de los retrasos que suelen tener los nuevos proyectos nucleares de gran porte, mayores a 1 GWe, particularmente en países que no han construido plantas nucleares en las últimas décadas—. Los mejores ejemplos de sobrecostos en Occidente los dan Francia y Estados Unidos. El primero, con el reactor EPR de Olkiluoto en Finlandia, conectado definitivamente a la red en abril de 2023. Tardó diecisiete años en construirse, superó tres veces el presupuesto original, llegando a los USD 12 mil millones para 1600 MWe, lo que llevó a la quiebra a la empresa francesa Areva, rescatada luego por EDF. En Estados Unidos, por su parte, los 4 AP1000 de Westinghouse también llevaron a la quiebra a la empresa madre, ya que excedieron por mucho el presupuesto y el plazo de construcción, y dos de ellos fueron rescatados por Bechtel.

Esas dificultades, en parte, son atribuibles a limitaciones en la capacidad industrial de los países en cuestión, que perdieron el "saber hacer" (*know-how*) por la paralización de la actividad en las décadas recientes, y no por dificultades del diseño. Es decir, cuando la industria nuclear puede garantizar plazos de ejecución no mayores a cinco años y sin sobrecostos —como es el caso de Corea y los 4 reactores APR1400 vendidos a Emiratos Árabes Unidos (EAU)—, el costo del GWe de potencia está alrededor de USD 5000 millones, o menos. En cambio, cuando la industria no puede hacer frente a los desafíos tecnológicos derivados de la pérdida del conocimiento, esos costos suben y llegan, aproximadamente, a USD 10.000 millones por GWe, o más, y, por ende, las empresas quiebran.

Los retrasos en la construcción y los aumentos de costos en países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) erosionaron la confianza de las partes interesadas y del público en la capacidad de la industria nuclear para construir nuevos proyectos. A ello se suma, la percepción del riesgo de sobrecostos y de plazos extendidos, que disuade a inversores y reduce, aún más, la capacidad de los países de atraer financiación para proyectos futuros. Es interesante subrayar que esta situación parecería estar cambiando en Occidente con la conexión a la red de los reactores de Olkiluoto y Vogtle.

Los problemas de sobrecostos no están presentes en aquellos países que han estado construyendo plantas nucleares continuamente, con organizaciones de gestión de proyectos experimentadas y con cadenas de suministro establecidas. Estos países lograron significativas reducciones de incertezas. Tal es el caso de Corea, China y Rusia. La edición 2020 de **Costos proyectados de generación de electricidad** es optimista y sugiere que la energía nuclear en los países de la OCDE podría unirse a esta tendencia y entrar en una fase de rápido aprendizaje durante esta década. Con varios proyectos casi terminados, que sirvieron para establecer capacidades industriales, los futuros podrían aprovechar la experiencia adquirida y ser más competitivos.

> De los 55 reactores concluidos en el mundo a partir de 2016, la duración media de construcción fue de 7,75 años; sólo 8 de ellos fueron construidos en un plazo igual o menor a 5 años, y 12 demoraron más de diez.

Es oportuno destacar que, de los 55 reactores concluidos en el mundo a partir de 2016, la duración media de construcción fue de 7,75 años. Sólo 8 de ellos fueron construidos en un plazo igual o menor a 5 años, y 12 demoraron más de diez. Un caso singular que ilustra esta observación en relación con el costo es el proyecto Hinkley Point C en Inglaterra. Luego de una década de negociaciones por la

financiación, en diciembre de 2022 se anunció el comienzo de obra de 2 reactores EPR franceses de 1,6 GWe cada uno. El proyecto no se concretaba, pero China ofreció financiarlo y hacerse dueña de 30%; incluyendo en el contrato la construcción de otro EPR en Sizewell C y la construcción de un Hualong-1 en Essex. El contrato de venta anticipada de energía, (Power Purchase Agreement [PPA]) es a 35 años a un precio de USD 141 el MWh (cerca de más del doble del valor actual de la generación eléctrica en Inglaterra). Evidentemente, la financiación china viene junto con otros componentes, en un paquete donde este reactor sería la exportación del primer Hualong-1 a un país de economía de mercado (volveremos a este punto en la sección La compra de reactores a China).

Cuando los reactores se construyen con financiación pública o privada, ella se concreta después de asegurar contratos de venta anticipada de la energía entre el generador y el consumidor por un tiempo que está determinado por la duración del reembolso del crédito y a un valor que cubra las cuotas: son los PPA ya mencionados. En cambio, cuando los reactores son propiedad estatal, como en Argentina, esto no es un requisito.

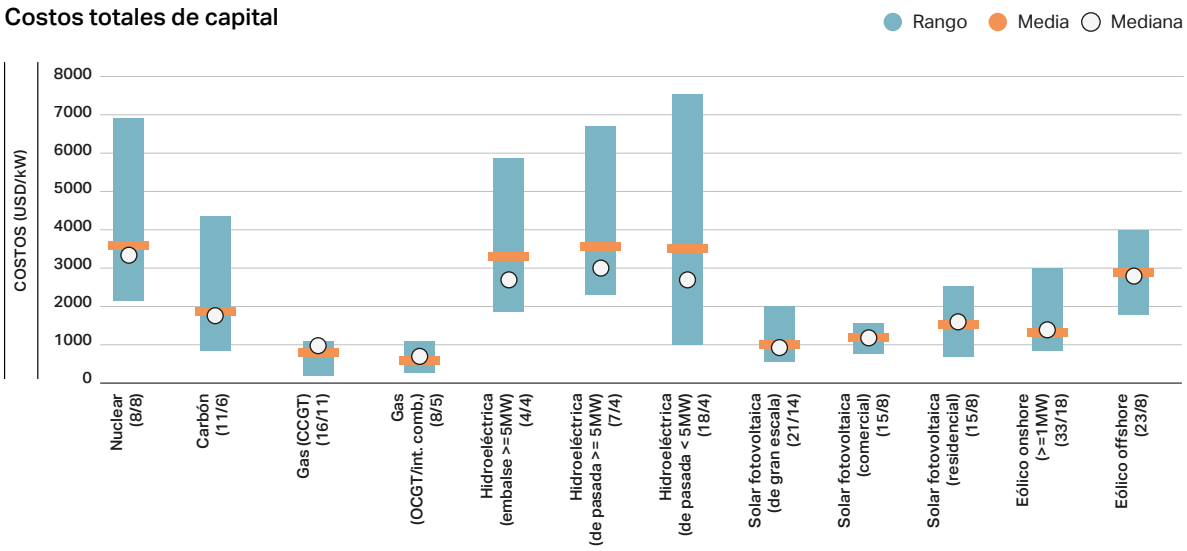
Costos de capital y de operación y mantenimiento

El costo de generación de la energía eléctrica se calcula en el punto de conexión a la red que la transportará. Puede incluir el costo de capital de la obra, la tasa de descuento del crédito, el costo de la operación y mantenimiento durante la vida útil de la instalación, incluido el combustible. Adicionalmente, en el caso de la energía nuclear, también puede considerarse el costo de desmantelamiento y el de tratamiento y disposición final de residuos radioactivos. En el caso de las energías fósiles, puede incluirse el costo de tasas a la emisión de CO_2, si las hubiera.

El costo nivelado (*levelized cost of energy* [LCOE]) es el costo al que hay que vender la energía para obtener un saldo neto nulo al final de la vida útil de la instalación y se usa para comparar tecnologías. Por el contrario, el costo de capital —o costo "de un día para otro" (*overnight cost* en inglés)— es el que demanda la construcción de la obra sin considerar el costo del dinero durante el período de construcción. Tanto el costo nivelado como el de capital de las nuevas tecnologías (renovables) están cambiando a un ritmo tal que las estimaciones tienen validez no mucho mayor que un año. Reduciendo esta información a su expresión más condensada, el resultado se sintetiza en el Gráfico 4, correspondiente a 2020, que refiera a una fuente de información más desagregada, correspondiente a 2022.

Costos de capital y de operación y mantenimiento de las diferentes tecnologías* (2020)

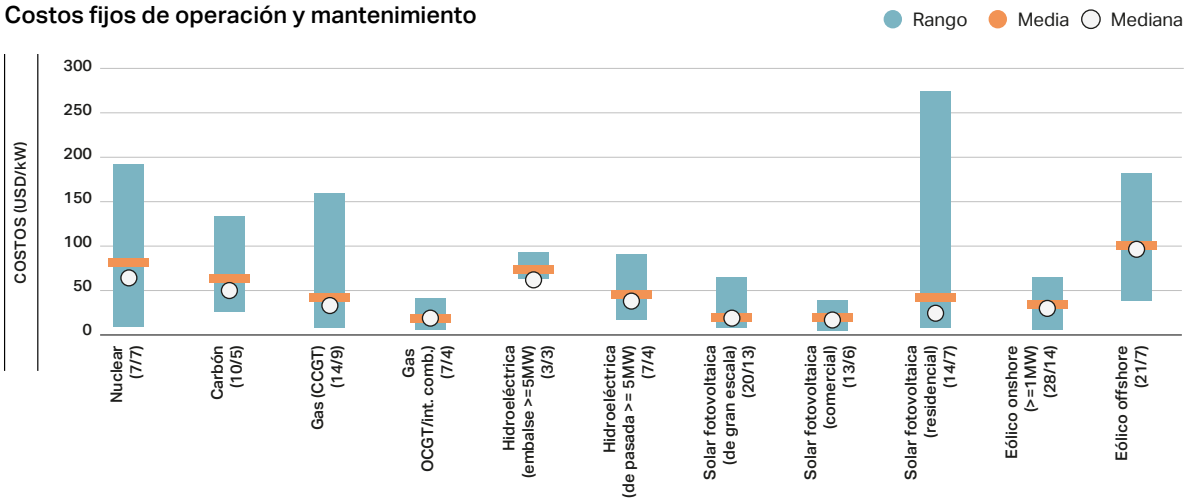
Gráfico 4A



Dimensiones clave del sector nucleoeléctrico

Gráfico 4B

Costos fijos de operación y mantenimiento



*Nota: los valores entre paréntesis indican el número de casos / el número de países considerados para cada tecnología
Fuente: Fundar - elaboración propia con base en información de Projected Costs of Generating Electricity de la International Energy Agency (IEA) (2020).

Cabe destacar la notable competitividad de las centrales térmicas de ciclo combinado[6] que muestra este gráfico, en particular en lo referente a costos de operación y mantenimiento (O&M)[7] y que está siendo, sin duda alguna, perturbada por el conflicto en Ucrania y el consecuente aumento del precio del gas en numerosos países del mundo[8].

Elección de tecnología y residuos nucleares

El costo es sólo uno de los factores determinantes de las dificultades que encuentra la industria nuclear para su expansión. El desarrollo de la energía nuclear con fines civiles no está exento de la influencia de consideraciones más amplias. La supremacía de la tecnología de PWR/BWR con combustible de uranio levemente enriquecido (ULE) y ciclo de combustible abierto (es decir, sin reprocesar el combustible gastado) en la flota mundial actual es frecuentemente atribuible a la influencia de Estados Unidos en respuesta al riesgo de proliferación de armas nucleares y terrorismo nuclear. Los países centrales —y, en particular, Estados Unidos— quisieron expandir la energía nuclear. Sin embargo, quisieron hacerlo de manera tal, que la capacidad de reprocesar —es decir la posibilidad de acceder al plutonio que se fabrica aun involuntariamente en los reactores— quede en manos de unos pocos, básicamente los que ya tenían la tecnología. Los demás países debían importar el combustible fresco.

Frente a ese escenario se cree que los PHWR, con uranio natural (un combustible de más fácil manufactura, y con la habilidad de producir plutonio), se vieron perjudicados frente a la opción PWR/BWR. Por un lado, debido a la influencia americana en la producción de uranio levemente enriquecido, por ser más eficientes en el uso del uranio y, por otro, debido al impacto político que tuvo el desvío del combustible irradiado del reactor CANDU canadiense en India, lo que le dio a este último acceso al plutonio para su primera detonación nuclear en 1974, como ya mencionamos.

---

6 Las centrales de ciclo combinado están compuestas de dos etapas. La primera es una turbina a gas, similar a las de los aviones, que impulsa el eje de un generador. La segunda utiliza los gases que salen de la primera para calentar agua, generar vapor, y usarlo para impulsar una turbina de vapor y un generador convencional. Este arreglo aumenta significativamente el rendimiento termodinámico de las plantas.
7 El costo del combustible para la opción nuclear corresponde a uranio enriquecido, un tanto más caro que el uranio natural usado en Argentina. Se estima que el costo de O&M de centrales a U natural es 10% más bajo que las de U enriquecido.
8 El análisis que presenta este documento no toma en cuenta estas alteraciones dado que aún es temprano para evaluar el impacto que tendrán en el mediano y largo plazo

El gran desafío que presenta esta opción de "ciclo abierto" o el pasaje "una vez" (*once through*) del combustible nuclear por el reactor es qué hacer con el combustible gastado. La tecnología de los reactores actualmente en servicio (que se llama de segunda generación, Generación II) produce una importante cantidad de residuos y además, sólo utiliza una pequeña fracción del poder energético del mineral de uranio. Para generar menos residuos y "quemar" más el combustible hace falta reprocesar el combustible gastado, extraer el plutonio generado, y utilizarlo en reactores similares, en combustibles (óxidos mixtos) o, preferentemente, en reactores "rápidos" (capaces también de fisionar los actínidos responsables de la radiotoxicidad de larga vida del combustible irradiado)[9].

Entre los dos párrafos precedentes se aprecia una contradicción: económicamente, y por el volumen de los residuos, hace falta reprocesar[10]; pero, políticamente, los países centrales buscan dificultar el acceso a esa tecnología. El presidente Carter (1977-1981) promulgó en 1978 una ley (Nuclear Non-Proliferation Act [NNPA]), aún vigente, que impide reprocesar en Estados Unidos. Ello, como una contribución a la no expansión de esa tecnología. Tanto en Estados Unidos, como en Argentina y en la mayoría de otros países, el combustible gastado se almacena temporariamente en silos, por lo general, en el mismo sitio donde están los reactores y con una tecnología destinada a durar alrededor de un siglo.

Debido a esa misma ley, los organismos de financiación privados de Estados Unidos no podían financiar proyectos nucleares en el extranjero. Esta última restricción acaba de ser removida con consecuencias espectaculares: **una ley introducida en 2021 y modificada en febrero 2023** autoriza a organismos de financiación norteamericanos a proveer hasta USD 100.000 millones por año para financiar proyectos nucleares en el exterior; algo que está cambiando las perspectivas de la energía nuclear en el momento en que este artículo se escribe, ya que provee una fuente de financiación suficiente para 20 reactores por año fuera del binomio Rusia-China (sobre esto ver la sección "**Algunas razones por las que ciertos países compran grandes reactores**").

Otra novedad que contribuyó a la posibilidad del "renacimiento nuclear" es el desarrollo de nuevos procesos químicos para el reprocesamiento (llamados COEX) durante la década del 90. Ellos extraen juntos el uranio y el plutonio, y así reducen el riesgo de proliferación (el U "contamina" el Pu, dificultando su uso bélico, dado que, para ello, hace falta una gran pureza química e isotópica del Pu239).

> La solución a largo plazo para los residuos nucleares es la creación de repositorios permanentes de residuos de alta actividad; es importante resaltar que la barrera para su concreción es político-social, y no técnica.

Con o sin reprocesamiento, la solución a largo plazo para los residuos nucleares es la creación de repositorios permanentes de residuos de alta actividad. Al respecto, es importante resaltar que la barrera para su concreción es político-social, y no técnica. Tanto la geología como la ciencia de materiales afirman, con un adecuado grado de certeza, que hay formaciones geológicas con estabilidad mayor al millón de años y materiales con resistencia a la corrosión y la radiación suficientes para garantizar la vida del sarcófago por el tiempo necesario para el decaimiento radioactivo (del orden de la centena de miles de años). Es oportuno decir que Finlandia (el país más avanzado en este tema) acaba de otorgar la licencia de operación del primer repositorio permanente en el mundo para sus

---

9 Las razones técnicas pueden encontrarse en un artículo de Scientific American. En cuanto al artículo, solo diremos que reactores "rápidos" son aquellos donde los neutrones generados por la fisión del U235 no son degradados en energía a través de colisiones con un "moderador" (agua o agua pesada). Ello permite aumentar la probabilidad de fisionar otros elementos, en particular los actínidos con número atómico mayor al 92 del uranio.

10 No es evidente que reprocesar sea económicamente favorable respecto a disponer los elementos combustibles directamente en un repositorio. El resultado depende del país y del método de cálculo, dado que aún no existen repositorios permanentes de alta actividad en el mundo que provean datos de costos reales. Es interesante notar que, de haberse construido Yucca Mountain en Estados Unidos, habría estado lleno con los combustibles gastados existentes en la actualidad en ese país.

desechos nucleares. Su inauguración ocurrirá a fines de 2023, casi en simultáneo a la puesta en marcha del reactor EPR de Olkiluoto en abril de 2023, uno de los más grandes del mundo. Es de esperarse que el ejemplo finlandés tenga gran impacto en la opinión pública y remueva las barreras a la construcción de repositorios en otros países. En Asia, estas consideraciones cumplieron un rol secundario, al ser Rusia, China e India países con armamento nuclear, el reprocesamiento se encuentra bien desarrollado.

El riesgo nuclear y la irrupción de las energías renovables

A principios del siglo XXI, la percepción por parte de los poderes políticos de Europa y Estados Unidos comenzó a ponerse en sintonía con el pensamiento asiático: no había fuente energética capaz de sustentar el enorme incremento de la actividad económica mundial. Si para la Argentina de fines del siglo XX la globalización tuvo consecuencias controversiales, para Asia fue un elemento transformador que aumentó la riqueza más allá de toda expectativa. No había fuente de energía para sustentar tal crecimiento y el desorden mundial —generado por la Guerra de Irak en 2003— evidenciaba crudamente lo vulnerable de las fuentes de hidrocarburos convencionales del momento. En ese contexto, se dio un renacer nuclear: se construyeron aproximadamente 30 reactores en la primera década de este siglo.

En medio de ese impulso renacentista nuclear de principios del siglo XXI, un nuevo accidente de magnitud 7 (Fukushima en 2011) golpeó la industria con brutal magnitud. Mientras los dos primeros accidentes fueron consecuencia de errores técnicos de diseño combinados con errores humanos de operación, el de Fukushima fue un accidente resultado de un evento natural (un terremoto), que superó los parámetros de diseño de la planta y causó la falla de la instalación: el terremoto de Tohoku a 70 km de la costa japonesa fue de magnitud 9.1, uno de los más grandes del mundo del que se tenga registro. Si bien la planta resistió el terremoto y los 6 reactores fueron parados con normalidad, la ola de 15 metros que trajo el tsunami 50 minutos después del terremoto sobrepasó la pared de contención de 5,7 metros —calculada para sismos de menor magnitud—. Así fue cómo inundó y sacó de servicio los generadores auxiliares que refrigeraban los núcleos durante la parada, produciendo el mayor accidente posible en 3 de los reactores: la fusión del núcleo. Por razones económicas, la planta construida en 1967 fue emplazada 10 metros sobre el nivel del mar, en vez de los 30 metros originalmente proyectados como protección adicional. A pesar de la gravedad del accidente, es de destacar que, mientras el tsunami produjo 19.000 víctimas fatales, el accidente de la central de Fukushima no produjo ninguna.

> Más allá de las medidas preventivas que puedan tomarse, no hay tecnología exenta de riesgos: la nuclear tiene, junto con la solar y la eólica, el más bajo nivel de riesgo de todas las tecnologías de generación eléctrica.

Más allá de las medidas preventivas que puedan tomarse, no hay tecnología exenta de riesgos. La nuclear tiene, junto con la solar y la eólica, el más bajo nivel de riesgo de todas las tecnologías de generación eléctrica (World Nuclear Association, 2022). Sin embargo, la percepción pública sobre el riesgo nuclear es tal que, obtener la "licencia social", implica llevar la seguridad nuclear a niveles tan costosos que la pone en dificultades, frente a otras fuentes de energía. En efecto, se estima que las lecciones que surgieron de Fukushima —en forma de nuevos requerimientos adoptados por las autoridades regulatorias— incrementaron entre un 15 y un 20% el costo de capital de los nuevos reactores.

El accidente de Fukushima tuvo un enorme impacto en la industria nuclear. Para entender la magnitud

de la encrucijada, basta decir que los cálculos previos al accidente (años 2000-2005) indicaban que, para satisfacer la demanda 20 años más tarde (es decir, hoy en día) y manteniendo la fracción nuclear en la generación, había que construir una central nuclear por semana durante 10 años. Esa estimación arrojaría unos 500 reactores nuevos. No había ni hubo industria mundial capaz de llevar a cabo tal producción. De hecho, según vemos en el Gráfico 2, se construyeron "sólo" 100 reactores en los últimos 20 años.

A estos elementos se debe incorporar la transformación global que puso en el mercado energético la irrupción de las fuentes de generación renovables. La generación eléctrica mundial en 2022 fue, aproximadamente, de 30 mil TWh, producidos por una capacidad de generación cerca de 7000 GWe. Si todo fuera provisto por plantas nucleares de 1 GWe y con un factor de capacidad de 0,8, harían falta 4300 reactores (10 veces más que los que hay actualmente [por eso la nuclear representa alrededor del 10% de la producción mundial]). Con un crecimiento promedio de la demanda de 3% al año (o de 130 GWe), y si todo fuera provisto por energía nuclear, harían falta 150 nuevos reactores por año, o 3 por semana.

Eso no está sucediendo. La realidad no escatima sorpresas y el futuro se presentó donde no se lo esperaba: nuevas tecnologías emergieron con una ecuación económica más favorable y de mejor aceptación social. En 2016, tomado arbitrariamente como ejemplo, China agregó 52 GWe de potencia en fuentes renovables, el equivalente a 45 centrales nucleares de 1200 MWe cada una, casi una por semana; pero con otras fuentes (eólica y solar). En el mismo año, agregó solamente 5 centrales nucleares. A escala global, el crecimiento lo están proveyendo, sobre todo, las fuentes renovables. En 2021, agregaron 290 GWe de capacidad que —habida cuenta de un factor de capacidad de alrededor de 0,3— representan un 90% del crecimiento de la demanda.

Al resaltar el protagonismo que está adquiriendo la energía de fuentes renovables, no debe ignorarse la importante diferencia de disponibilidad de estas fuentes. Mientras la energía nuclear provee energía de base —es decir, constante—, la eólica y la solar son intermitentes. Ello lleva al problema del almacenamiento y de la complementariedad, enorme desafío tecnológico que excita la imaginación de todos los actores de I+D en el mundo. Para mayor precisión, es necesario considerar que el factor de capacidad —esto es, el cociente entre la energía promedio realmente generada, por ejemplo, en un año o un día, dividida por la energía generada si hubiese estado al máximo de su capacidad durante ese período de tiempo— da valores entre el 0,15 y el 0,35 para fotovoltaica (el último valor es para las plantas con seguimiento solar) y hasta 0,56 para eólica en lugares privilegiados (como la Patagonia argentina). Cuando se comparan estos números con los correspondientes a la energía nuclear (típicamente 0,8[11]) puede entenderse por qué se identifica a la nuclear como fuente de energía de base.

11 Algo más elevado para centrales CANDU, que recargan combustible en forma continua.

Dimensiones clave del sector nucleoeléctrico

Box 2

China

Por extensión, sobre la situación de la energía nuclear en Asia, nos concentramos sólo en China y en base a datos del completo y actualizado informe de World Nuclear Association, por ser el país con mayor expansión de esta tecnología y por su relevancia para Argentina.

China cuenta con 55 reactores (52 GWe) que proveen el 5% de su energía eléctrica, mientras que el 63% de ella proviene del carbón, como ya dijimos. Para tener una idea del tamaño del mercado eléctrico chino: un cuarto de la generación eléctrica mundial está en China.

China posee reactores de casi todas las tecnologías disponibles (Francia, Canadá y Rusia), con un desarrollo local basado, en gran medida, en el elemento francés. La principal base del desarrollo exportador es el HPR1000, Hualong-1, con derechos de propiedad intelectual chinos y respaldado por la capacidad del ciclo completo del combustible. La primera unidad de Hualong-1 entró en operación en China en 2020. La primera exportación fue a Pakistán, conectado a la red en diciembre 2020. Los potenciales clientes actuales son de Reino Unido y Argentina. No hay ningún reactor Hualong-1 fuera de China, con excepción de Pakistán.

En cuanto a los reactores de Argentina, el factor de capacidad a lo largo de toda la vida de las 3 centrales es de 0,73 para CNA-1 y CNE (inferior al promedio mundial de 0,81) y de 0,49 para CNA-2, que presenta problemas de "juventud" ligados a la tortuosa trayectoria de su ejecución, que muy probablemente sean resueltos.

A pesar de los accidentes, la percepción mundial de la crisis climática –atribuida a la generación de gases de efecto invernadero derivada de la actividad humana vinculada a la quema de combustibles fósiles– llevó a que, en 2015, una mayoría de naciones (196) firme los Acuerdos de París de Cambio Climático. Ellos pusieron a la energía nuclear como una opción explícita para varios países a fin de lograr la descarbonización de la atmósfera. Así fue como, durante los últimos 5 o 10 años, la tecnología nuclear volvió a tomar relevancia como opción energética, no solo como un simple renacer del estado del arte y de las lecciones aprendidas de los accidentes mencionados[12], sino también entre una serie de nuevas tecnologías (llamadas de Generación IV). La mayoría de ellas se basa en reactores "rápidos". Estos reactores hacen un mejor uso del combustible, son más seguros y generan menos residuos. Adicionalmente, si se agrega la condición de ser de pequeña escala (SMR [small modular reactor]), los costos de capital resultan significativamente menores. De esta manera la industria respondió a las dificultades de financiación de las grandes máquinas.

A este ambiente auspicioso para el renacer nuclear, en febrero de 2022, se sumó un nefasto hecho en la historia de este siglo: la invasión rusa a Ucrania. Ella trajo aparejadas consecuencias de muerte y destrucción en el teatro de operaciones y una crisis energética global de alcances incalculables, derivada de la interrupción del suministro de hidrocarburos provenientes de Rusia. Este escenario da a la energía nuclear un protagonismo adicional inesperado.

12 Que se da en llamar Generación III+ y que involucra grandes reactores de cerca de 1 GWe (1000 MWe) o algo más.

Algunas razones por las que ciertos países compran grandes reactores

Antes de encarar este punto, una salvedad: desde la invasión rusa a Ucrania en febrero de 2022 el mundo nuclear está en ebullición. Numerosos países anuncian que planean adquirir centrales de todas las escalas y tecnologías. Considerando que el paso de una carta de intención a un contrato en firme suele tardar varios años, esta publicación analiza datos provenientes de países con reactores en construcción hoy, algo que no ha sido afectado por el conflicto.

Los países donde se están construyendo reactores son muy diferentes entre sí. Están aquellos que tienen economías de mercado donde la generación eléctrica está en manos de privados y, como toda actividad comercial, persigue un fin lucrativo. Tal es el caso de Estados Unidos, donde no se construían reactores desde hacía más de tres décadas y hace unos diez años se inició la construcción de 4 con los resultados especificados previamente, la quiebra de la empresa: 2 fueron discontinuados y los otros 2 lograron contratos de venta de energía a largo plazo (Vogtel 3 y 4 en Georgia) y así fueron rescatados; uno entró en operación el mes pasado (29 de mayo de 2023) y el otro hacia fines del corriente año. Así no quedan más encargos en Estados Unidos del AP1000 de Westinghouse. Más aún, en los últimos años, en Estados Unidos, varias centrales nucleares en operación pidieron rescate a los gobiernos estatales (del orden de USD 300 y 400 millones por año) para —frente a la alternativa de cerrarlas— seguir operando aún con 10 o 20 años más de vida. Tal es el caso de reactores en Ohio y Pennsylvania, en parte debido al extraordinario crecimiento del gas de *shale* en ese país, cuyo precio resulta muy competitivo. Otras fueron cerradas.

En países similares —con economía de mercado con o sin intervención estatal en el mercado eléctrico— no se construyen más reactores dada la dificultad de obtener un rendimiento comercial positivo. Tal es el caso de Francia (Flamanville produjo un importante quebranto), Reino Unido (Hinkley Point-C está financiado por China con un contrato que presenta otras ventajas para China), Canadá, Finlandia (Olkiluoto produjo un importante quebranto).

Hay otros países donde la inversión en infraestructura es estatal. Es el caso de Emiratos Árabes Unidos, fuerte productor de petróleo que puede financiar la diversificación de sus fuentes. En este caso, el país compró al proveedor más competitivo en cuanto a precio y plazo de obra: 4 reactores APR 1400 a Corea por USD 4500 por kWe y un plazo de construcción menor a 6 años; 3 de estos reactores ya están en operación.

Los países que ya tienen fuentes nucleoeléctricas o que quieren iniciarse en ellas, pero no tienen los recursos o no tienen acceso al mercado de capitales por diversas razones, y aquellos con fuertes lazos políticos (como Bangladesh, Bielorrusia, Irán, Eslovaquia, Turquía y Ucrania [con la invasión rusa, probablemente este contrato sufra alteraciones]) acuden a Rusia, que ofrece grandes facilidades de pago (en forma de créditos, de coparticipación, o de propiedad). De esta manera, hoy Rusia está construyendo —fuera de su territorio— 11 reactores. Así se convirtió en el país que más ha vendido, casi monopolizando, el mercado de exportación.

En relación con las exportaciones de China, sólo Pakistán, país no signatario del NPT (Tratado de No Proliferación Nuclear) y con limitaciones para acceder al mercado internacional de insumos nucleares, acordó con China la provisión de 2 Hualong-I y su combustible por el tiempo de vida del reactor (60 años), que ya están en operación después de 5 años de construcción. Como ya dijimos, esta es la primera y única exportación china de dicho reactor.

El futuro de la energía nuclear: los reactores modulares pequeños y la Generación IV

Un desafío central del siglo XXI es cómo sacar de la pobreza a cientos de millones de seres humanos sin destruir el ambiente. La calidad de vida está ligada al uso de energía. En la actualidad más del 80% de la energía mundial proviene de combustibles fósiles, con las consabidas consecuencias negativas sobre la calidad y la composición de la atmósfera.

Hay un sector de la opinión que piensa que la energía nuclear y la electrificación del transporte es la solución a este desafío, pero esa promesa no se está dando: la mitad del incremento de la oferta energética de 2022 provino de combustibles fósiles y menos del 10%, de lo nuclear. No obstante, una manera de ver el vaso medio lleno es notar que casi la otra mitad surgió de energías renovables y que su participación avanza a un ritmo imparable. Entonces, ¿cuál es el rol de la energía nuclear? En su forma presente –esto es, reactores de gran potencia de Generación III+– el futuro no es claro.

A inicios de la década de 2000, se lanzó una iniciativa multinacional, conformada por 14 países, para llevar a madurez diseños innovadores: Generation IV International Forum (GIF). El objetivo inicial de GIF fue identificar seis tecnologías prometedoras, para su posterior desarrollo[13]. Si se juzga por el número de propuestas que hoy se consideran, el éxito de esta iniciativa fue grande. China acaba de inaugurar un reactor de alta temperatura (HTR), un primer paso hacia uno de muy alta temperatura (VHTR); Estados Unidos, Francia y Rusia exploran reactores rápidos refrigerados por sodio (SFR), y Rusia desarrolla también uno con plomo (LFR). Todos ellos en versiones de pequeña potencia (SMR).

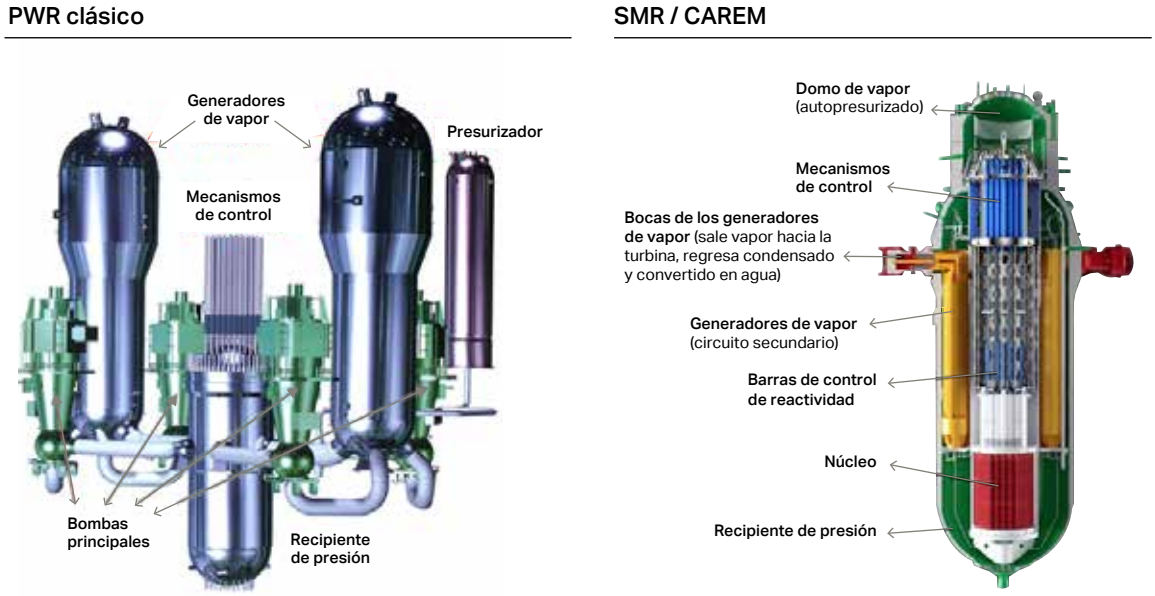
A los mencionados reactores de Generación-IV, se agrega una variante promisoria y en fuerte expansión en numerosos países: reactores de Generación III+, esto es, de espectro térmico, refrigerados por agua, pero modulares y pequeños, que también se identifican como parte de la familia de SMR. En síntesis, SMR identifica el tamaño, en tanto Generación III+ o IV identifica la tecnología. La Figura 2 muestra las diferencias entre un reactor térmico convencional (PWR) y un SMR particular refrigerado por agua e integral —esto es, con los principales componentes dentro del recipiente de presión— como es el CAREM argentino.

---

13 Entre esas seis variantes se incluyen reactores rápidos y térmicos, ciclos de combustible cerrados y abiertos, y potencias variables, desde muy grandes hasta pequeños. La lista de las tecnologías es la siguiente: Gas-Cooled Fast Reactor (GFR); Lead-Cooled Fast Reactor (LFR); Molten Salt Reactor (MSR); Supercritical-Water-Cooled Reactor (SCWR); Sodium-Cooled Fast Reactor (SFR); y Very-High-Temperature Reactor (VHTR). En español se refiere a reactores refrigerados con gas, plomo, sodio, o sales líquidas, agua supercrítica, o gas a muy alta temperatura.

Diferencias entre un reactor convencional (PWR) y uno integral (SMR), ambos refrigerados por agua

Figura 2



Fuente: Design and Technology Development of CAREM for Near-term deployment, and the Status of the construction of CAREM25 prototype

Conceptualmente, una planta SMR —compuesta por varios módulos pequeños— abarataría los costos y acortaría el tiempo de construcción, por el armado en serie y en fábrica. Se piensa que es una manera de superar las barreras financieras que penalizan los altos costos de capital de las unidades más grandes (NEA, 2016). Sus diseños simplificados establecen nuevos estándares para la seguridad pasiva; y, muy importante, su baja potencia otorga flexibilidad operacional, permitiendo combinar con las renovables para compensar sus intermitencias. Sus aplicaciones de calor industrial podrían contribuir a descarbonizar otros sectores, más allá del eléctrico.

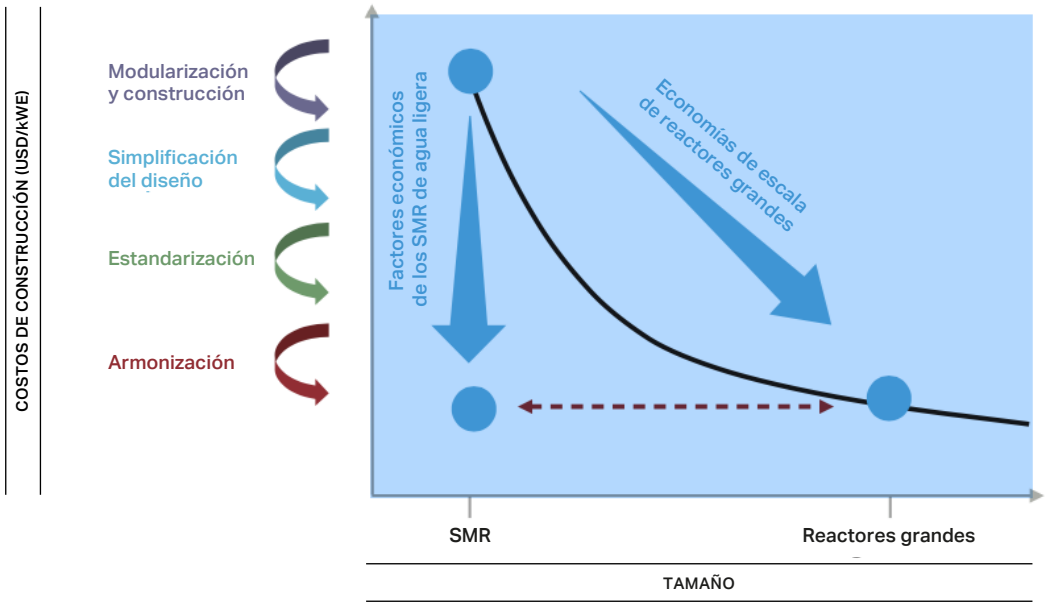
Existen muchos diseños de SMR en el mundo. Van desde la reducción de escala de diseños convencionales de PWR de Generación III+, a diseños enteramente nuevos del tipo Generación IV. Argentina es un país relativamente avanzado, pues es uno de los pocos que están construyendo uno, el CAREM (IAEA, 2022).

En síntesis, los SMR pueden ser de Generación III+ —es decir, PWR o BWR— o de Generación IV[14] —con neutrones rápidos y refrigerados por otros fluidos—. El Gráfico 5 muestra cómo la reducción del costo —que las industrias tradicionalmente logran con la economía de escala—, se consigue, en el caso de los SMR, a partir de las ventajas de la producción seriada y en fábrica; reduciendo, así, el componente financiero.

14 Para un listado de los modelos, consultar aquí.
Para una descripción de cada uno de ellos ver *Advances in small modular reactor technology development* (2022).

Relación entre los costos de construcción y el tamaño de los reactores

Gráfico 5



Fuente: Fundar - elaboración propia con base en información de la Nuclear Energy Agency (2020)

El interés en los SMR no cesa de aumentar. Las noticias acerca de la expansión del mercado –reportadas en World Nuclear News– durante el período de un mes (entre el 28 de marzo y el 24 de abril de 2023, mientras se escribía este artículo) muestran:

- Last Energy obtuvo PPA para 34 plantas SMR en Polonia y el Reino Unido.
- Finlandia, Suecia y Ucrania firmaron MOU para explorar el despliegue de los SMR de Rolls-Royce.
- PacifiCorp agregó 2 unidades más a sus planes en Wyoming.
- Orlen Synthos Green Energy anunció 7 potenciales sitios para los primeros SMR en Polonia (obteniendo hasta USD 4000 millones en financiamiento de Estados Unidos).
- Terrestrial SMR completó la revisión canadiense previa a la licencia de su Reactor Integral de Sal Fundida (IMSR).
- KAERI y Alberta, CA, firmaron un MOU para colaborar en el despliegue del reactor coreano SMART.
- Ucrania firmó un acuerdo con Holtec para la construcción de 20 SMR.

Todo ello en tan sólo un mes.

Este extracto de noticias muestra el interés y la velocidad con que se está desarrollando esta opción nuclear. ¿Está Argentina haciendo lo necesario para ocupar un lugar en ella? ¿Tiene posibilidades de desarrollar un mercado nuclear, por ejemplo, latinoamericano, antes de que lo ocupen China, Rusia, Francia o Estados Unidos? ¿Lo está buscando?

El caso de Argentina

El caso de Argentina

Desde hace unos diez años, en Argentina se considera la compra —todavía sin concretar— de uno o dos reactores a China. La generación eléctrica está mayoritariamente en manos de privados, mientras las fuentes hidroeléctricas binacionales (Yaciretá y Salto Grande) y las fuentes nucleares están en manos del Estado. En un país con fuertes necesidades económicas y restricción de divisas, la inversión privada o público-privada en el área de renovables y gas da sus frutos, en tanto la inversión pública en generación nuclear se inclina por proveedores como China (esto es, que ofrezcan créditos como parte de un paquete amplio de inversiones y ayuda financiera, en vez de realizar licitaciones que pongan en competencia a diferentes proveedores).

En Argentina, existen opiniones confrontadas en una serie de aspectos importantes. Por ejemplo, respecto a la conveniencia de continuar con el uso de la tecnología de uranio natural para los reactores de potencia, de interrumpirlo y reemplazarlo por centrales de uranio enriquecido, o de eliminar por completo la opción nuclear para la futura provisión de energía eléctrica. Como ejemplo de estas divergencias, el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner (2007-2015) estableció un acuerdo con China para la provisión de 2 centrales nucleares. La primera de uranio natural tipo CANDU y la segunda de uranio enriquecido. En cambio, el gobierno de Mauricio Macri (2015-2019) canceló la compra de la primera central y postergó la compra de la segunda hasta más allá del fin de su mandato. La administración actual, de Alberto Fernández (2019-2023), todavía no concretó la compra del segundo, pero adoptó la posición de realizar, a futuro, el CANDU con financiación nacional.

Estas incertezas en la política nuclear argentina generan cierto desconcierto, tanto para la ciudadanía (aunque debemos reconocer que el tema nuclear no forma parte de las preocupaciones de la opinión pública), como para quienes se dedican a la política y, curiosamente, para quienes están vinculados al sistema nacional de ciencia y tecnología (ya que el nivel de información disponible para la toma de posición en la problemática tecnológica es bajo). En un tema de tanta polarización de la opinión, como es el nuclear, pocos artículos periodísticos y entrevistas a profesionales dan cuenta de los argumentos que apoyan las diferentes posturas. Sin embargo, lo hacen de un modo incompleto, con insuficiente rigor técnico y con pocos datos cuantitativos como para servir de formadores de opinión con fundamento. En particular, se nota la ausencia —casi absoluta— de análisis económicos de las opciones en consideración y no parece existir consenso para establecer una política de Estado en materia energética que incluya al sector nuclear.

> Argentina cuenta con tres centrales nucleares de potencia, todas de uranio natural y con una tecnología llamada Generación II, desarrollada durante la década de 1970.

Argentina cuenta con tres centrales nucleares de potencia, todas de uranio natural y con una tecnología llamada Generación II, desarrollada durante la década de 1970. En conjunto, estas centrales representan una potencia de 1,7 GWe (el 5% de la potencia instalada en el país [que es de 34 GWe], y alrededor del 7% de la energía generada [en 2020]). Las otras fuentes son térmicas (aproximadamente 60%, con cerca de dos tercios de gas y un tercio de petróleo), hidroeléctricas (cerca del 30%) y renovables (alrededor de 10%). Es preciso aclarar que estos valores están en permanente cambio debido al rápido incremento en energías renovables que, de acuerdo con la normativa actual, debería llegar a 20% en 2025. A título informativo, el Gráfico 6 muestra la generación durante las 24 horas en un día cualquiera de las diferentes fuentes y cómo se realiza el seguimiento de carga.

Antes de la invasión rusa a Ucrania, el costo de la generación de energía eléctrica en Argentina, según el informe de Cammesa (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico), era de

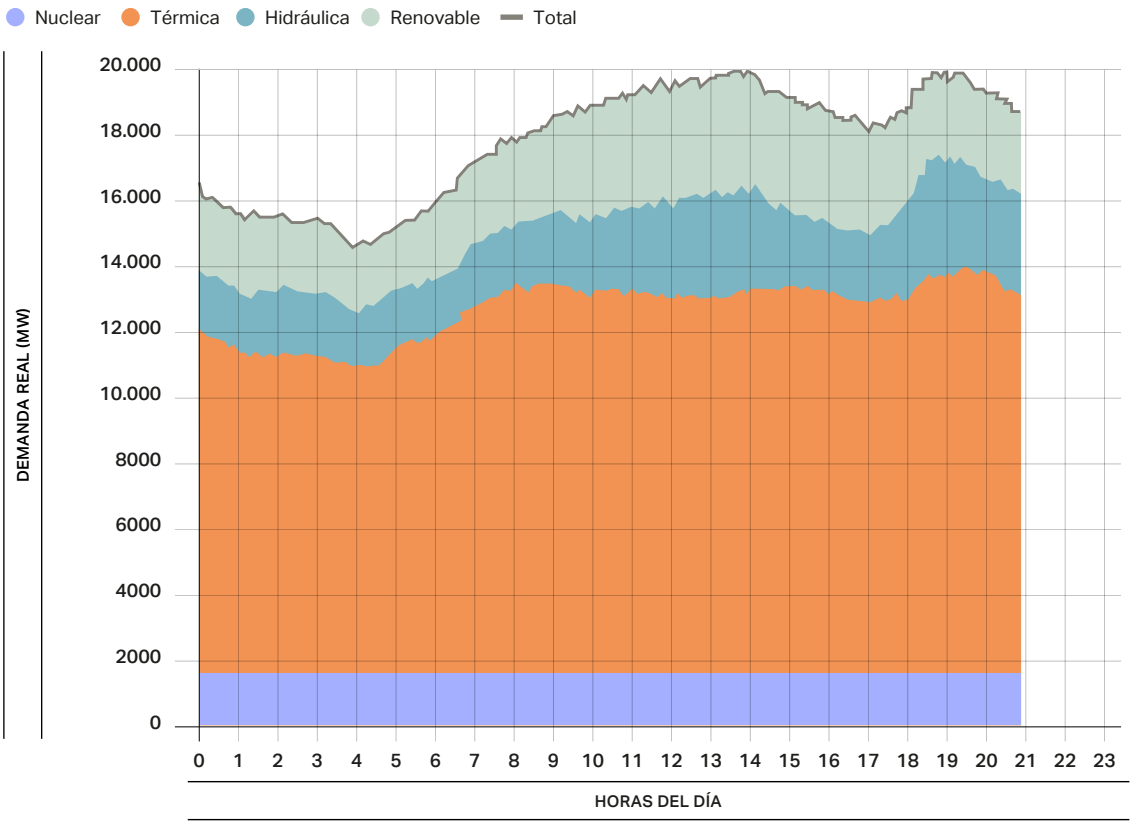
El caso de Argentina

alrededor de USD 65 por MWh; ubicándose así en el extremo superior de la distribución para países de América y Europa, entre USD 20 y 60 por kWh (EIA, 2021; Statista, 2023). La producción nuclear en Argentina tiene un potencial de generación anual de energía de 13.000 GWh; lo producido en 2021 es igual a 10.169 MWh y representa un factor de carga de 0,72. Estos números de producción de energía hacen que el sector nuclear genere energía por un valor entre USD 500 y 600 millones al año (cuando se lo calcula al valor promedio de todas las fuentes de generación).

Los datos de costos de operación, mantenimiento y combustible en Argentina son de difícil acceso. Para estimarlos, como guía, se usaron los valores reportados por la International Energy Agency para 2020, a pesar de que estos valores corresponden a uranio enriquecido que es más caro que el combustible usado en Argentina, y que para 24 países dan un valor promedio de USD 32 por MWh. Ello arroja que el costo total de operación para esa energía generada sería de USD 320 millones anuales. En apoyo a esta estimación, durante 2018, el Estado reportó pagos a Cammesa por USD 250 millones. En definitiva, si la energía eléctrica se vendiera en el mercado mayorista al precio promedio de todos los generadores, esto es USD 65 por MWh, la industria nucleoeléctrica argentina daría ganancias netas anuales de unos USD 300 millones (resultado de la diferencia entre el valor de la energía producida y el costo de operación y mantenimiento).

Generación eléctrica en Argentina al 21 de noviembre de 2021

Gráfico 6



Nota: se observa la contribución nuclear con sus 3 plantas al 100%, antes del incidente en la Central Nuclear Atucha 2, que hoy la tiene fuera de funcionamiento, y también la relevancia de las fuentes renovables, mayoritariamente eólicas.
Fuente: Fundar - elaboración propia con base en información de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa) (2021)

La relación de cerca del 50% entre facturación y costos es elevada para cualquier industria. En Argentina, es el resultado de que el Estado (como propietario de las centrales) no paga seguros, ni fondos de desmantelamiento, de disposición de combustible gastado, ni depreciación, ni dividendos, etc., que operadores privados sí deben afrontar. La situación es similar en muchos otros países dado que, por la edad de las centrales, todas están amortizadas. Esta relación entre facturación y costos

El caso de Argentina

no se da en Estados Unidos, ya que —a pesar de estar todas amortizadas—, el costo de la energía es significativamente inferior a los USD 65 por MWh de Argentina. Estas cifras visualizan una realidad pocas veces expresada: después de décadas de inversión estatal para su desarrollo, la industria nucleoeléctrica en Argentina puede considerarse una industria madura, sólidamente establecida y generadora neta de riqueza. No es una industria que necesite subsidios estatales, como otras. Por el contrario, genera recursos genuinos para el Estado. Este escenario permite aventurar que, si los USD 300 millones de ganancia anual se reinyectaran en la propia industria (como hacen otras entidades en el país, como YPF o INVAP) se generaría un flujo continuo de inversión que permitiría una expansión sin precedentes (financiando un CAREM cada dos años o un RA-10 cada año y medio).

En este contexto, Argentina firmó en 2014 un acuerdo por la compra de un reactor chino (tipo CANDU), copia de los dos canadienses comprados por China entre 2002 y 2003, motivo por el cual China posee derechos de exportación en asociación con Canadá. Como la información pública acerca de estos acuerdos es escasa, aquí se retoma la postura del lic. Gil Gerbino (2018). En un artículo, publicado en Infobae, él dice que el acuerdo se basó en varias cartas de intención y memorandos de entendimiento firmados entre diversos organismos públicos argentinos y chinos (que comenzaron en 2010) y en el acuerdo firmado por ambos presidentes en julio de 2014 (y ratificado por la ley 27.122, que incluyó la construcción de un reactor de agua pesada). Si bien no existe información pública acerca del contenido de los acuerdos de compra, Gil Gerbino expresa en su artículo que —pese a las negociaciones llevadas a cabo por el gobierno en 2016 y 2017— no pudo superarse el hecho de que NA-SA se quedaba con toda la responsabilidad, gerenciando y ejecutando contratos con una gran cantidad de interfaces, cada una con potencial fuente de conflictos adicionales y riesgos invaluables. Al respecto, expresa "...no estaban dadas las condiciones para evitar que sea un contrato ruinoso para el Estado argentino". Además, estima que las modificaciones para llevar el diseño CANDU chino a satisfacer los requerimientos pos-Fukushima de las autoridades regulatorias argentinas prácticamente implicaban un rediseño de la central con un costo que NA-SA debía absorber de entre USD 800 a 1000 millones. Por ello, concluye

> (...) las razones por las que la actual administración (se refiere el gobierno del Ing. Macri 2015-2019) decidió dar de baja la IV Central no fueron explicitadas pero estos tres factores, anteriormente descriptos, son suficientes para justificarla: el alto riesgo de superar el presupuesto original, un diseño sin posibilidades reales de replicarse ni en la Argentina ni en el mundo, y el alto costo de capital del MWe instalado. (Gil Gerbino, 2018)

El actual gobierno promueve la idea de construir un CANDU con tecnología y financiación nacionales, con el argumento de que, por un lado, dicha central se pagaría a sí misma y, por otro, con lo producido podrían seguir construyéndose otras unidades. Estos argumentos parecen errados porque si la central CANDU costara USD 6000 millones de y la financiación fuera un crédito a 20 años con el 7% de interés, la cuota anual sería de USD 560 millones (bien superior al valor de la electricidad producida por una central de 700 MWe, que vende su energía a un valor de USD 65 por MWh, que es de USD 320 millones de al año, y asumiendo un factor de disponibilidad del 80%)[15]. El Estado tendría, en suma, que subsidiar la actividad. A esto se añade que, si se relaciona el costo de capital (USD 6000 millones) a la potencia del reactor (700 MWe), el costo del kWe asciende a USD 8500 millones, bien por encima de los costos promedios de otras tecnologías (como se vio en el Gráfico 4). La comparación para CANDU da resultados aún más negativos si se considera que el diseño reclama un cambio de los tubos de calandria a los 30 años, a un costo aproximado de USD 1500 o 2000 millones (World Nuclear News, 2018). El valor fuera de escala para CANDU es, en parte, lo que ha hecho que esa tecnología no sea ofrecida por ningún país exportador de reactores de potencia (excepto China, en respuesta al pedido de Argentina).

15 El cálculo es el siguiente: 700 MWe x 24 horas/día x 365 días/año x 0,8 x USD 65 MWe = USD 320 millones al año.

Estas apreciaciones son irrefutables y, junto con la de la licencia social, produjeron la debacle de la industria nuclear, en general, y en particular del diseño CANDU, en el resto del mundo, como hemos documentado en este trabajo. Es preciso notar que, si se construyera sin un crédito, sino año tras año con fondos presupuestarios del Estado, la conclusión es la misma: esos USD 6000 millones son recursos públicos que no estarán disponibles para otras obligaciones del Estado.

Argentina y el rol del gas de *shale*

El rol del gas de *shale* en la transición a energías limpias es complejo y merecería un capítulo en sí mismo. El motivo radica en que, si bien su combustión produce CO_2, su valor energético es muy alto; de modo que, para una misma energía producida, la cantidad de CO_2 liberada es la mitad o hasta un tercio del producido por la quema del carbón mineral, dependiendo de la calidad de este último (IEA, 2010). A esto también contribuye que la utilización de la tecnología de ciclo combinado (descripto precedentemente) eleva el rendimiento termodinámico de una planta de generación de alrededor de un tercio, típico de toda máquina térmica, a cerca de dos tercios, inalcanzable por ninguna otra máquina térmica.

Esto da lugar a pensar que si China —con 63% de su energía producida por la quema del carbón y produciendo 1/3 de los gases de efecto invernadero del mundo— se inclinara a reemplazar su flota de centrales a carbón por centrales a gas de ciclo combinado —complementariamente con energías renovables— haría una sustancial contribución al tratamiento del cambio climático. Si Argentina exportara importantes cantidades de gas licuado a China, contribuiría, sin lugar a dudas, a disminuir la producción global de CO_2.

Para poner la transición energética en su justo marco, cabe resaltar que Argentina contribuye con el 0,74% de la producción mundial de gases de efecto invernadero. De ese total, el 11% proviene de la generación de electricidad. De ese 11%, el 60% proviene de fuentes fósiles, por lo que la generación eléctrica en Argentina es responsable del 0,036% de la emisión global de gases de efecto invernadero (es decir, el 60% del 11% del 0,74%).

Este argumento sugiere que, en la lista de prioridades de Argentina, generar riqueza para disminuir la pobreza esté por encima de apoyar una transición energética a costa de una electricidad más cara, penalizando el desarrollo general de la economía. Adoptar tecnologías de generación eléctricas costosas (como es la nuclear) para ayudar al control del calentamiento global (como es el caso de Hinkley Point -C en Inglaterra) tiene menos justificación en Argentina, porque su influencia global es pequeña, porque la inversión es de recursos públicos, y porque la economía está en crisis. Países como China —que tienen el 6% de crecimiento sostenido durante más de 20 años y que son responsables de buena parte de la producción de gases de efecto invernadero— o Estados Unidos tienen, definitivamente, mayor responsabilidad.

Esto no implica desentenderse de la responsabilidad de contribuir a la transición energética para la preservación del medio ambiente, sino comprender que la pasión con que algunas economías del mundo abrazan la transición energética —una ley en California establece, por ejemplo, que en 10 años no se venderán más autos con motor a explosión— no se hace penalizando la actividad económica, sino todo lo contrario.

Ello, en efecto, está asociado a la teoría de la destrucción creativa de Schumpeter, que proporciona un marco para comprender la dinámica de la innovación y el espíritu empresarial en la economía de mercado. La transición energética se abraza con una fuerza que es función directa de las oportunidades que brinda para crear nuevos productos y servicios y satisfacer así, las cambiantes necesidades de quienes consumen. Ello desencadena un período de rápido crecimiento, ya que los nuevos jugadores capturan una cuota de mercado de los antiguos. Schumpeter sostenía que este ciclo de destrucción y creación es una fuerza impulsora detrás del crecimiento económico a largo plazo, ya que crea nuevas industrias y empleos e impulsa las ganancias de productividad y eficiencia (California es sede de la mayor fábrica de autos eléctricos del mundo: Tesla).

El reactor CAREM

El reactor CAREM de Argentina utiliza como combustible óxido de uranio enriquecido, entre el 1,8 y el 3,4%, y agua liviana, como refrigerante. Es un diseño llamado "integral". Es decir, todos los componentes bajo presión se encuentran dentro del recipiente de presión, y la circulación del refrigerante es por convección natural, sin bombas; es además autopresurizado —no tiene presurizador exterior— (ver Figura 2). Sus primeros pasos, en la década de 1980, estuvieron bajo la responsabilidad conjunta de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) y de INVAP. Desde 2014 y después de más de 35 años en planificación, actualmente está en una avanzada etapa de construcción a escala real. La autopresurización, los generadores de vapor y los mecanismos de acción de las barras de control son tan solo algunos de los elementos más críticos del diseño que deberán validarse en este prototipo[16].

Sería erróneo pensar que el mundo está esperando que Argentina termine el CAREM para ver si es competitivo. El CAREM no está solo. De los más de 80 SMR en desarrollo, 33 son similares a él (en cuanto a que usan agua como refrigerante); 25 de ellos son diseños en tierra y 8 en barcazas; 6 son integrales; y 11 usan circulación natural[17]. Por lo tanto, cabe preguntarse, ¿qué probabilidades tiene Argentina de jugar un rol en el nicho de oportunidades que probablemente se abra en estos años, y de capturar una parte del mercado internacional de dichos reactores?

¿Cuál debería ser el rol de la energía nucleoeléctrica en Argentina?

El consumo de energía eléctrica es una buena medida del desarrollo humano. El consumo eléctrico per cápita en Argentina (alrededor de 3000 kWh por año) lo ubica como a otros países de ingresos medios. Este valor es la mitad o menos del consumo de los países desarrollados (cerca de 8000 kWh al año para países de la OCDE). El mayor desarrollo económico deseado para el país y su crecimiento poblacional conlleva un aumento de la demanda que se estima entre el 3 y el 4% anual. Eso implica que, en 20 años, se duplicará; requiriendo, aproximadamente, 40 GWe de potencia adicionales. Si el crecimiento se reparte entre renovables, gas y nuclear y según la proporción que indica la tendencia mundial, entonces, lo nuclear debería proveer una nueva central nuclear casi cada 6 años.

En el área energética, Argentina posee una matriz de generación que lo ubica como un país intermedio. No es como Uruguay, que genera el 98% de su electricidad con fuentes renovables; ni como China, que produce el 62% de su electricidad con carbón. El Gráfico 6 lo demuestra: la fracción de combustibles fósiles en Argentina (alrededor de 60%) se apoya mayoritariamente (dos tercios) en el más eficiente de ellos —el gas—, cuyas reservas están entre las mayores del mundo. Las energías renovables muestran un factor de capacidad de los más altos del mundo, debido a la naturaleza del territorio en cuanto a sol y viento. Su expansión mediante inversiones privadas, con promociones impositivas, muestra una evolución muy positiva. En cuanto a la fuente hidroeléctrica, se hicieron grandes obras, pero todavía queda una expansión posible —en particular, en Paraná Medio, con 3 GWe de potencia—.

Entonces, cabe preguntarse, ¿cuál es el rol de la energía nuclear? El país carece de un plan estratégico en materia energética que contemple las acciones y las principales obras que los sectores públicos y privados deberían realizar para abastecer la demanda a largo plazo de manera competitiva

---

16 Para una somera descripción técnica del proyecto, SMR design and technology development in Argentina and Status of the construction of CAREM25 prototype.

17 Aquí se detalla una lista de los 11 competidores directos del CAREM que usan circulación natural: NHR200-II China, IMR Japan, VK300 Rusia, KARAT45 Rusia, Karat100 Rusia, Ruta70 Rusia, SHELF-M Rusia, Voygr (NuScale) USA, BWRX-300 GE-Hitachi USA-Japón, SMR-160 Holtec USA, ABV-6E Afrikantov Rusia. Para una descripción técnica de cada uno de ellos ver el excelente informe de IAEA de 2022, mencionado previamente, *Advances in small modular reactor technology developments.*

y con recursos nacionales. En la actualidad, y frente a la competencia electoral, los diferentes partidos se abocan a la discusión del tema energético, con la notable ausencia del rol que se asignaría al sector nuclear. Ante la ausencia de tal estudio, la comunidad nuclear no tiene claramente asignado su rol dentro de una estrategia energética nacional. Ello se evidencia, por ejemplo, en la falta de claridad para la toma de decisiones respecto a la compra de 1 o 2 reactores a China y la terminación del CAREM.

> Argentina carece de un plan estratégico en materia energética que contemple las acciones y las principales obras que los sectores públicos y privados deberían realizar para abastecer la demanda a largo plazo de manera competitiva y con recursos nacionales.

Pero la decisión de comprar una central nuclear no se basa sólo en los costos. Un artículo de Jorge Sábato de 1968 resalta que, cuando se inventó la máquina a vapor, ningún país creó una comisión nacional del vapor de agua; el progreso quedó librado a la acción de las fuerzas sociales, políticas y económicas de la época. En cambio, cuando se descubrió la energía atómica, muchos países crearon una comisión nacional de energía atómica. Así lo hizo Argentina, con la CNEA, y Estados Unidos, Gran Bretaña, Francia, España, Italia, entre otros. En todos los casos se las colocó cercanas a la máxima autoridad del Estado, dando cuenta de que la energía atómica no es lo mismo que otras formas de energía.

Desde sus orígenes, la CNEA se ocupó de formar al personal capacitado en el tema para asesorar a la nación (gobierno, instituciones y público) en la toma de decisiones, e implementarlas cuando correspondiera. A continuación, y a modo de ejemplo, se hace un repaso histórico para comparar la génesis de la compra de Atucha-1 con la de la eventual compra de una o dos centrales chinas. Este contraste resulta informativo respecto al objetivo de este trabajo, que es ofrecer argumentos técnicos y económicos para informar (sin generar la expectativa naíf de creer que son los únicos que importan) lo que puede hacerse con cierto rigor metodológico en relación a la política nucleoeléctrica. La política involucra otras dimensiones, donde el resultado final que justifica una decisión abarca elementos de diversa índole.

La compra de Atucha-1

En 1964, la CNEA solicitó al Poder Ejecutivo estudiar la conveniencia y factibilidad de instalar una central nuclear; ello, con base en un trabajo presentado ante la Tercera Conferencia Internacional sobre Usos Pacíficos de la Energía Nuclear en Ginebra. En enero de 1965, el gobierno nacional (por decreto 475/65, suscripto por el presidente A. Illia) ordenó a la CNEA efectuar, en 14 meses, un estudio de preinversión de una central nuclear. El estudio fue terminado en el plazo indicado y consiste en dos volúmenes principales y siete volúmenes anexos (que pueden consultarse en los archivos de CNEA). En 1967, el estudio recibió el Premio Nacional de Ingeniería acordado por el V Congreso Nacional de Ingeniería. El resultado de esto es sumamente relevante: el estudio fue expuesto ante la comunidad especializada en un congreso nacional de ingeniería. Mediante el decreto 749/68 (suscripto por el presidente de facto, Gral. Juan C. Onganía), se ordenó a la CNEA suscribir el contrato para la compra de Atucha-1. Este es el mejor ejemplo de por qué los países tienen organizaciones como la CNEA para informar al poder político sobre temas complejos.

Volviendo por un momento al Gráfico 1, este no sólo contiene barras indicando el número de reactores en operación en cada año, sino además tres asteriscos. Ellos ubican los tres mayores accidentes nucleares mencionados precedentemente. El gráfico también tiene cuatro cuadrados verdes. Ellos

indican los años en que Argentina decidió la compra de las tres centrales nucleares y la planta de agua pesada. Complementariamente, el gráfico también incluye cuatro círculos verdes que indican los años de puesta en marcha de esas instalaciones.

Como sugiere el Gráfico 1, Argentina compró reactores nucleares cuando todos los países que se decidieron por esa tecnología también lo hacían, en el auge de la energía nuclear. La comunidad nuclear argentina de la época interpretó, con acierto, la realidad mundial y concluyó cuál era el mejor camino a seguir. Ese camino fue ejemplar, inició con un asesoramiento al poder político, el encargo de un análisis técnico de factibilidad, la confrontación del análisis con la comunidad especializada y, finalmente, la toma de decisión política.

La compra de reactores a China

Para la compra de los dos reactores a China, el proceso fue diferente. No se elaboró un informe técnico, al menos no público, sobre la conveniencia de construir un reactor más de uranio natural, para luego pasar a uranio enriquecido. Su eventual compra sería el resultado de un conjunto de acciones llevadas adelante por China para expandir su influencia económica en América Latina mediante la expansión de su "ruta de la seda". En suma, esta compra se estaría efectuando más por la presión de la oferta que de la demanda.

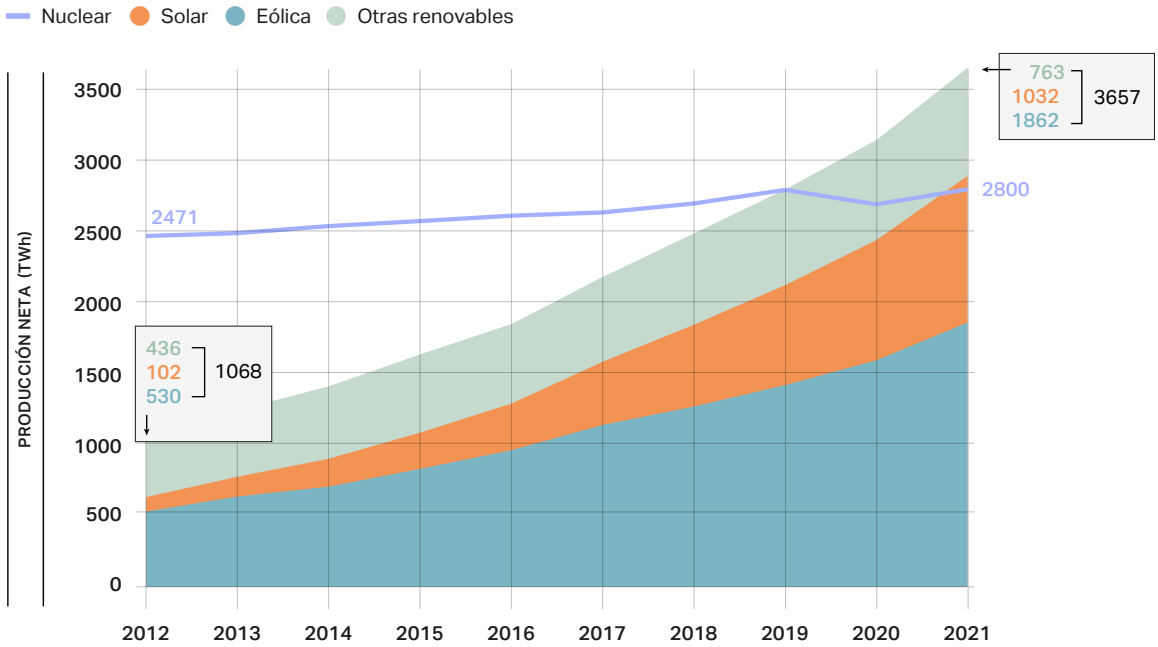
Durante los primeros contratos con China por la provisión de las dos centrales, también se negociaba, al menos, un *swap* de monedas que afianzaban la estabilidad cambiaria, la construcción de dos centrales hidroeléctricas en Patagonia, y la instalación de una base de observación espacial también en Patagonia. Es decir, la financiación de un reactor por parte de China es parte de un conjunto de elementos, donde la conveniencia del todo para el comprador puede no ser igual a la de sus partes.

En este sentido, es pertinente comparar este paquete con lo dicho sobre Hinkley Point-C en Reino Unido: la financiación china de los 2 primeros EPR —después de una década de búsqueda de soluciones—, viene junto con la compra de un Hualong-1. Sea en Reino Unido, sea en Argentina, las ventas de Hualong-1 serían las primeras exportaciones chinas de un reactor de potencia, ya que la venta a Pakistán de 2 unidades no puede considerarse una transacción comercial normal (como se explicó precedentemente) por el tipo de país que es Pakistán en cuanto a la actividad nuclear.

Si Argentina necesita aumentar la generación eléctrica, si quiere jugar un rol en la expansión del uso de la energía nuclear, y si quiere contribuir al control del cambio climático, debería realizar nuevamente una lectura crítica de la realidad, tal como lo hizo en 1964. La generación nuclear, tal como la conocemos hoy (basada en reactores de alta potencia) podría ser la solución global a la descarbonización, aunque no es evidente porque son caros y porque surgieron dos fuertes competencias. Por un lado, las fuentes renovables, que en unos pocos años alteraron el escenario (con la atención ahora reorientada hacia el almacenamiento y en la complementariedad entre diversas fuentes). Y, por otro, en el área nuclear, los SMR, con fuertes compromisos financieros gubernamentales para su concreción en diversos países.

Gráfico 7

Producción mundial de energía nuclear vs. energías renovables no-hidráulicas (2012-2021)



Fuente: Fundar - elaboración propia con base en información del World Nuclear Industry Status Report (WNISR) (2021)

En apoyo a lo antedicho, el Gráfico 7 muestra que, en 2018, las renovables alcanzaron la misma capacidad generadora (2500 TWh anuales) que la nuclear (en Argentina ya generan casi 4 veces más que la nuclear); y que, en 2022, las renovables proveyeron un 30% más que la nuclear. Las pendientes parecen indicar que esa diferencia va en aumento.

El costo de la energía eléctrica de Hualong-1

En contraposición con la tendencia mundial —que sugiere que muy pocos países compran hoy reactores de potencia elevada—, si Argentina comprara un Hualong-1, el impacto en el costo de la energía eléctrica sería significativo. A continuación, un cálculo muy simple grafica el resultado fuertemente perjudicial para los intereses del país.

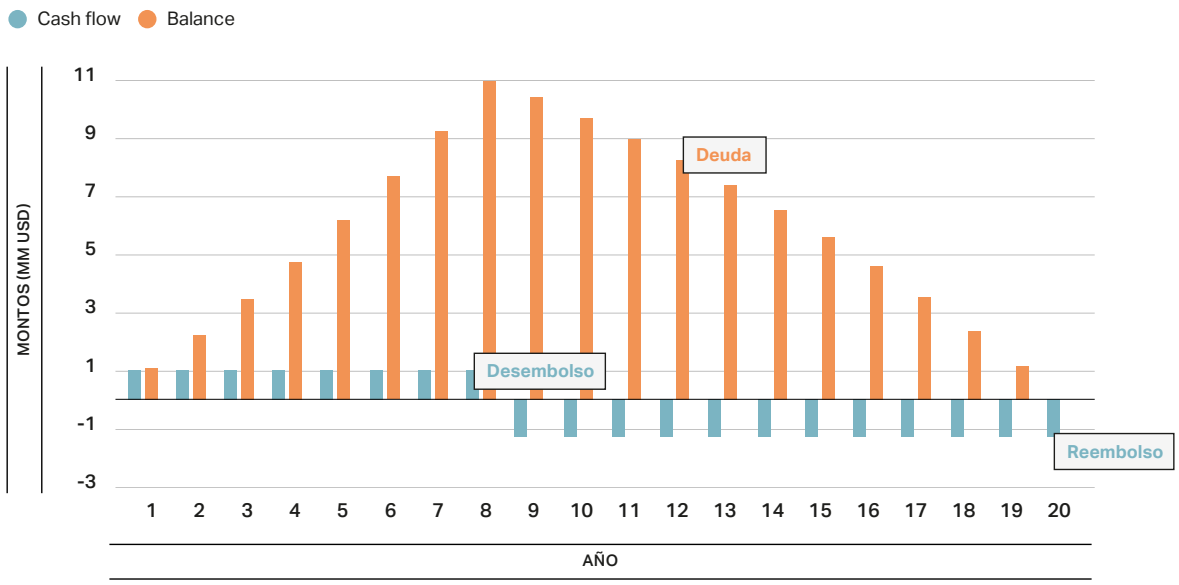
Para ilustrar cualitativamente el tema, se utilizarán únicamente las siguientes variables: el costo de capital (USD 8000 millones), la tasa de descuento (7% al año), el período de construcción (8 años), la duración del crédito (20 años, con un plazo de gracia de 8), y la hipótesis de que el desembolso se realiza por tramos iguales (USD millones al año durante la construcción).

El Gráfico 8 muestra la evolución de dos variables, el flujo de caja (*cash flow*) y la deuda. Al cabo de los 8 años de construcción, y debido a los intereses aplicados a lo desembolsado, la deuda asciende a USD 11.000 millones; durante los 12 años siguientes, la cuota de reembolso asciende a USD 1300 millones al año.

El caso de Argentina

Gráfico 8

Flujo de caja (*cash flow*) durante la construcción y pago del crédito de Hualong-1



Fuente: Fundar - elaboración propia

Por lo tanto, ¿cuánto tiene que valer la energía eléctrica producida para cubrir los pagos? Asumiendo que —debido al uso de un combustible algo más caro (uranio levemente enriquecido— el costo de operación y mantenimiento será de USD 50 por MWh, mayor al de las 3 centrales argentinas actuales. Con ello:

- Potencia 1100 MWe. Factor de capacidad 0,85. Energía generada 8 TWh por año
- Costo de la energía:
  - Primeros 12 años: USD 160 por MWh (crédito) + USD 50 por MWh (O&M)= USD 210 por MWh
  - A partir del año 13 y por 48 años: USD 50 por MWh (O&M)
- Costo nivelado a 60 años (totalidad de costos y toda la energía)= USD 82 por MWh
- Valor promedio del costo de generación en Argentina= USD 62 por MWh

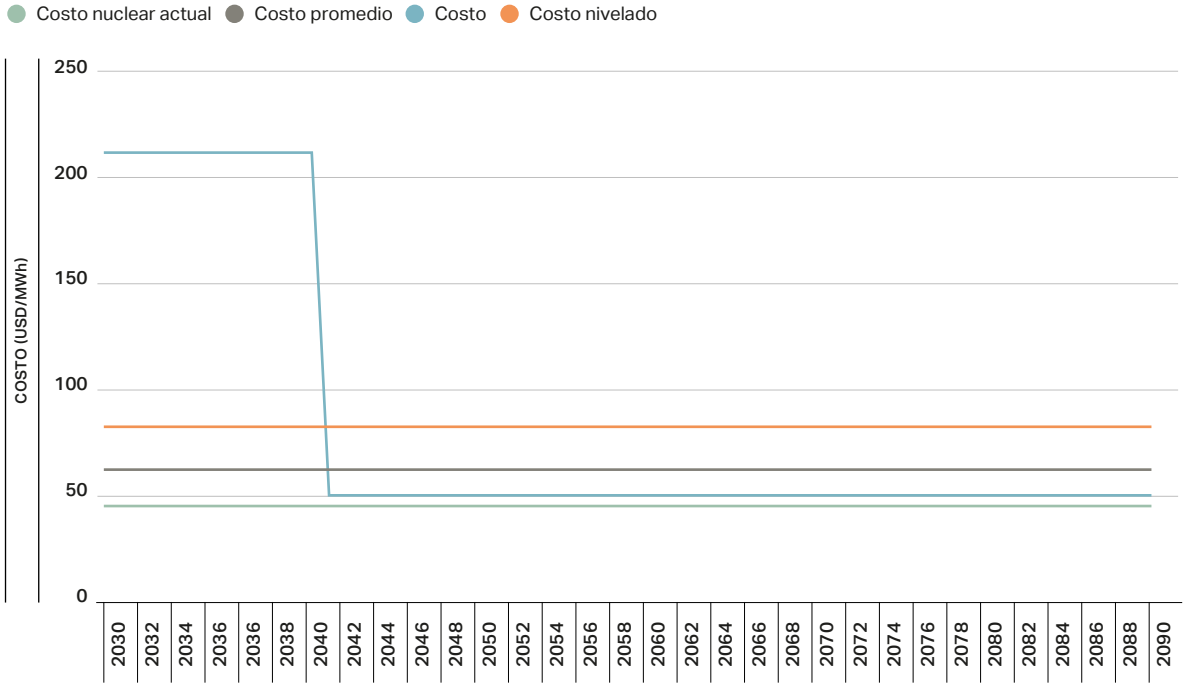
Es necesario subrayar que este cálculo de costo es conservador, porque no considera seguro de caución que, dado el riesgo crediticio de Argentina, pueden ser una fracción importante del capital, junto con los asociados al decomisado y gestión del combustible gastado.

Para comparar el valor de USD 210 con casos similares en el mundo, diremos que contratos firmados por la duración del crédito (PPA [Power Purchase Agreements]) en los casos de Vogtle 3 y 4 en Estados Unidos (USD 150 por MWh) y Hinkley Point C en Reino Unido (USD 141 por MWh), muestran que el valor de la energía eléctrica generada por el Hualong-1 ofrecido a Argentina está entre un 40 y un 50% más caro que reactores similares, de otros fabricantes, vendidos en otros países. Expresado en términos relativos a valores en Argentina, por 12 años, la energía eléctrica producida por Hualong va a costar (ver Gráfico 9):

- Cerca de 3,5 veces más que el promedio, o alrededor de 4,7 veces el valor nuclear actual.
- A partir de 2042, el costo va a ser similar a las centrales actuales, es decir, por debajo del promedio (USD 50 contra USD 62 por MWe).

Costos asociados a la generación eléctrica de Hualong-1 en función del tiempo y en comparación con la generación nuclear actual y el promedio de todas las fuentes

Gráfico 9



Fuente: Fundar - elaboración propia

Otra manera de analizar el impacto del costo de capital del Hualong-1 en la economía es comparándolo con otros rubros que hacen al desarrollo de nuevas capacidades en la economía del conocimiento, ya que suele argumentarse, como elemento a favor de la compra, que dicho reactor tendría efectos multiplicadores en el tejido industrial del país:

- Función ciencia y técnica (CyT) del presupuesto nacional: aproximadamente, USD 1800 millones al año
- Financiación de proyectos de investigación y desarrollo:
    - Conicet: USD 20 millones al año
    - ANPCyT: USD 120 millones al año
    - RA-10: cerca de USD 400 millones
    - CAREM-25: alrededor de USD 900 millones

Es decir, la cuota anual de Hualong-1 por 12 años es, aproximadamente, equivalente a:

- Casi la totalidad del presupuesto anual de la función CyT del presupuesto nacional.
- 67 veces el presupuesto anual de subsidios del Conicet.
- 10 veces el presupuesto anual de la principal agencia de financiación de CyT en Argentina (ANPCyT).
- El equivalente a 3 RA-10 por año, o a 1,4 CAREM por año.

Conclusiones

Además de todo ello (como ya se explicitó),

- La oferta china por el Hualong provee una energía entre 40% y 50% más cara que proyectos similares, con reactores AP1000 de Westinghouse (Estados Unidos) o EPR de Areva (Francia).

En un país que se asienta sobre la segunda reserva de gas de *shale* más grande del mundo y donde la inversión de capital de las plantas de gas de ciclo combinado la hacen los privados, a un valor de alrededor de USD 1000 millones para generar la misma potencia del Hualong-1, y cuya energía se vende a un precio similar al promedio (USD 65 por MWh), no se desprende que el Estado deba intervenir y generar significativos compromisos financieros que competirán con otras obligaciones (que, a juicio del autor, son prioritarias).

A lo antedicho se suma un hecho que pone en duda la lógica detrás de la decisión de comprar el reactor Hualong-1: resulta paradójico que, en un país próximo a probar que la industria nacional puede hacer un reactor de pequeña escala (CAREM) y cuya modularización permite alcanzar cualquier valor de potencia que se necesite, se esté considerando comprar un reactor "llave en mano" con tecnología extranjera. En síntesis, no resulta evidente el bien general que se persigue con esta inversión pública.

Conclusiones

Una manera de expandir el sector nuclear utilizando los recursos humanos desarrollados a lo largo del tiempo sería invirtiendo en la generación de tecnología nacional centrada en la capacidad exportadora. Ello invita a elaborar un plan energético que asigne específicos roles a las diferentes fuentes de generación eléctrica, con el componente nuclear orientado a desarrollar una capacidad autónoma de construcción para el mercado local y, fundamentalmente, de exportación de centrales nucleares pequeñas y modulares, competitivas en términos tecnológicos y económicos. Este plan puede asignarle al conglomerado nuclear argentino el rol de crear un nuevo nicho de oportunidades de exportación. De tener un plan, sería evidente que Argentina no necesita nuevas fuentes nucleoeléctricas en el mediano plazo (10 años). Esto es así, porque:

1. El país tiene suficiente gas para extraer y exportar en importantes cantidades, como energía de transición para las próximas dos o tres décadas; substituyendo tanto al carbón en el exterior como a los combustibles líquidos en el país y proveyendo a la expansión del parque de generación nacional.

2. La energía eléctrica de las nuevas fuentes nucleares que se consideran en la actualidad resultaría varias veces más cara que la de gas.

3. En pocos años, Argentina sabrá si cuenta con tecnología propia para generación nuclear (CAREM), que haría innecesaria la compra de un reactor importado.

4. Los nuevos generadores deberían proveer al mercado eléctrico nacional en forma competitiva, apoyando a la industria y generando recursos genuinos para el Estado; no es el caso de la opción nuclear, que se basa en la importación llave en mano de un reactor.

Habiendo argumentado en contra de la adquisición "llave en mano" de un reactor importado de alta potencia, sí existen contundentes razones a favor del desarrollo de un reactor SMR nacional con perfil exportador. Estas se basan en la notable fortaleza del sector nuclear en el país. En efecto, Argentina cuenta con un conjunto de empresas e instituciones con las capacidades para desarrollar esta nueva industria. Entre ellas, CNEA e INVAP en el área de diseño nuclear y termo hidráulico; IMPSA, en la

manufactura de las grandes componentes; CONUAR, en la fabricación de los elementos combustibles; y NA-SA y Techint, en la ingeniería de detalle, suministros y construcción.

Se promueve, entonces, una nueva visión para el sector: la industria nuclear aspira a devenir un actor de primera magnitud en el mercado de exportaciones de Argentina, contribuyendo con productos de alto valor agregado al crecimiento de la economía del conocimiento. Lo logrará mediante la captura de parte del mercado mundial de SMR, en particular en Latinoamérica.

> La industria nuclear aspira a devenir un actor de primera magnitud en el mercado de exportaciones de Argentina, contribuyendo con productos de alto valor agregado al crecimiento de la economía del conocimiento: lo puede lograr mediante la captura de parte del mercado mundial de reactores modulares pequeños (SMR).

La ejecución de un proyecto de tal magnitud puede estar en manos de un consorcio formado por las mencionadas empresas, que le dé al proyecto un agresivo perfil exportador. Más allá de las intenciones, el proyecto CAREM ya lleva 35 años de desarrollo y, en la configuración actual —donde la CNEA es parte y contraparte, sin plazos, ni presupuestos— es posible imaginar que no hay certeza para que se complete un reactor de potencia antes que otros competidores (como NuScale o Rusia o China) capturen el mercado. Ello puede suceder en muy pocos años, perdiendo así la ventaja comparativa con que el país cuenta hoy.

Para la terminación de CAREM-25 en menos de dos años, y el diseño del CAREM de potencia en igual período, se estima que los recursos que genera el sector nuclear (cerca de USD 300 millones al año) son suficientes. En detalle, la estimación de las cifras necesarias (basada no en información argentina, que se desconoce, sino en datos de competidores similares al CAREM) sugiere que los recursos que hoy genera el sector alcanzan para terminar el CAREM-25 y realizar la ingeniería de base de la unidad de potencia (entre 100 y 120 MWe). Por su parte, realizar la primera unidad del CAREM de potencia demandará una inversión estimada de USD 1000 millones y unos 5 años. Para ello, nuevamente, los recursos propios son suficientes. Para construir el primer CAREM de potencia de 4 módulos y, aproximadamente, 480 MWe (estimados en USD 3000 millones), se necesitaría abrir el proyecto a participación accionaria de un inversor (*private equity*). Cuando se hayan vendido algunos CAREM-480, la empresa incluso podría salir al mercado de acciones (IPO) y, tal vez, devenir en otro unicornio argentino.

Para abrir el mercado de los SMR, el gobierno y la industria podrían trabajar en conjunto, tanto identificando mercados como acelerando el despliegue de los primeros prototipos, para probar que el concepto modular y el ensamblado en fábrica los hace realmente competitivos (ello todavía no es evidente en ninguna de las propuestas del mundo). Una agresiva estrategia de exportación debe encontrar la manera de neutralizar las ventajas que ofrecerán las ofertas rusas y chinas en términos de financiación, provisión de combustible y tratamiento de residuos, en particular, en América Latina. Todo ello podría lograrse, como se dijo, con la participación de capital privado y la participación accionaria (*joint ventures*) de empresas, países o grupos inversores.

En suma, se trata de fijar prioridades. En primer lugar, declarar una moratoria de 5 años para la toma de decisiones respecto a la compra de centrales nucleares importadas. En ese plazo, el mundo y Argentina van a haber avanzado en la transición a las energías renovables y ofrecerán un panorama más claro sobre el rol de la energía nuclear, en general, y los SMR, en particular. Si el CAREM fuera económicamente viable, quedaría claro que no es necesario importar un reactor "llave en mano" y se resolvería la notable paradoja actual de impulsar simultáneamente dos proyectos antagónicos.

Conclusiones

Si, por el contrario, se concluyera que hay que importar un reactor —porque el CAREM de potencia es inviable— debería realizarse una licitación. A su vez, debería hacerse una auditoría externa del proyecto CAREM, a fin de determinar el real grado de avance de obras, sus elementos críticos y factores limitantes, y el presupuesto y plazo para su finalización. Por último, rápidamente deberá ganarse experiencia operativa con el prototipo CAREM-25 y determinar el nivel de madurez tecnológica y de viabilidad económica de la versión comercial.

A su vez, sería superficial tomar estas conclusiones —en lo que se refiere al CANDU y al Hualong-1— como dañinas para el futuro del conglomerado nuclear argentino. Por el contrario, Argentina desarrolló capacidades que hoy necesitan orientarse y encontrar nuevos objetivos. Terminar el CAREM-25 no es el objetivo, pero sí lo es generar una industria exportadora en torno a él, donde los recursos humanos del sector (tan difíciles de construir y tan fáciles de dilapidar) resultarán escasos para las futuras demandas.

Probablemente quede poco tiempo para actuar, antes que una variante de SMR, de las tantas propuestas en el mundo, prevalezca y tienda a monopolizar el mercado. Cuanto antes se asuma esta realidad, más rápido el sector podrá reaccionar y abocarse a aquello que, eventualmente, tenga futuro.

Hemos mostrado que la industria nuclear nacional actual es generadora neta de ganancias. Si el Estado las reinvirtiera en la expansión del sector, tendría un florecimiento nuclear como pocas veces se vio en nuestra historia. De hecho, alcanzaría no sólo para financiar todos los proyectos de desarrollo en marcha (y más), sino también para generar desafíos, entusiasmo y expectativas en profesionales y perfiles técnicos del sector, mejorando sustancialmente sus perspectivas laborales y dotando al país de una nueva y genuina fuente de riqueza.

El mercado natural para la contribución de la industria nuclear argentina a la transición energética podría ser América Latina –actual foco de atención de China, Rusia, y Occidente para capturar el mercado nucleoeléctrico–. Liderada por Argentina y Brasil, la región debería anticiparse a los acontecimientos. En efecto, el país cuenta con una posición de liderazgo continental y su estrecha vinculación con Brasil podría potenciarse para conformar una asociación donde ella provea el uranio enriquecido y nuestro país, los reactores. Conformada esa asociación, podría implementarse una agresiva acción diplomática para promover la creación de "Suratomica"[18], comunidad latinoamericana de energía atómica, cuyo propósito sería crear un mercado para la energía nuclear en América Latina en base al desarrollo industrial endógeno y al desarrollo de salvaguardias y procesos de licenciamiento y normas de protección radiológica comunes (similar al de Euratom).

Argentina se encuentra frente a una de las crisis económicas más grandes de su historia, con casi la mitad de su población bajo la línea de pobreza. Una posible solución demanda aumentar la capacidad de generar riquezas. Para ello, puede aprovecharse que la industria nuclear mundial es protagonista de un "renacer", debido al cambio climático y las crisis políticas. Argentina se encuentra, por lo tanto, en una situación de privilegio. El proyecto CAREM está en una etapa que sugiere avanzar sin demora en el desarrollo de la versión de potencia y en la planificación de su comercialización.

En suma, aquí se propone un plan donde el conglomerado nuclear, lejos de buscar subsidios del Estado, aspire a ser protagonista del desarrollo de la capacidad industrial exportadora del país y a devolver a la sociedad el resultado de 70 años de constante apoyo. Argentina debe, una vez más, optar por un camino a seguir para el sector nuclear en las próximas décadas. Según qué camino elija, el futuro adoptará formas muy diferentes. Honrando un pasado de excelencia en la toma de decisiones en el sector nuclear, se impone un profundo análisis enfocado en el futuro, antes que la velocidad de los acontecimientos le haga perder la ventaja competitiva con la que hoy cuenta.

---

18 Idea inspirada en el artículo Una visión, basada en experiencias personales, de la historia y futuro argentino en algunos temas tecnológicos, incluidos algunos sueños propios, del Dr. Conrado Varotto, en *Ciencia e Investigación, Reseñas,* 7(3), 2019.

Referencias bibliográficas

• Alegría, J. y Csik, B. (2021). La contribución de la energía nuclear a la solución del problema energético argentino. CNEA.

• Kuehn, N. J., Lewis, E. G., Mark C., Woods, M. C., Varghese, E., Turner, M. J., Haslbeck, J. L., Pinkerton, L. L., Simpson, J. (2010). Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants. Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity.

• Encyclopaedia Britannica (1986). Chernobyl disaster.

• Energy Information Administration (2021). Wholesale U.S. electricity prices were generally lower and less volatile in 2020 than 2019.

• Boado Magan, H., Delmastrob, D. F., Markiewiczb, M., Lopassob, E., Diez. F., M. Giménez, M., Rauschertb, A., Halperta S., Chocrónc, M., Dezzuttic, J. C., Pirani, H., y Balbi, C. (s. f.). CAREM Prototype Construction and Licensing Status.

• Gil Gerbino, J.J. (2018). La energía nuclear en la matriz energética de la Argentina. Infobae (07/11/18).

• Heertje, A. (2006). Schumpeter on the Economics of Innovation and the Development of Capitalism.

• International Atomic Energy Agency (2022). Advances in Small Modular Reactor Technology Developments. A Supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS).

• International Energy Agency (2020). Projected Costs of Generating Electricity 2020.

• NEA (2016). Small Modular Reactors: Nuclear Energy Market Potential for Near-term Deployment.

• Sábato, J. (1968). Energía atómica en Argentina. Páginas 332-357, Edición Nro 3, Instituto de Estudios Internacionales, Universidad de Chile.

• Schlissel, D. (2022). Southern Company's Troubled Vogtle Nuclear Project. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA).

• Statista (2023). Average monthly electricity wholesale prices in selected countries in the European Union (EU) from January 2020 to March 2023.

• Van Drop, J. (2019). The Hinkley Point C case: is nuclear energy expensive? The Kernel.

• World Nuclear Association (2022). Safety of Nuclear Power Reactors.

• World Nuclear Association (s. f.). Information library index.

• Schneider, M. y Froggatt, A. (2022). World Nuclear Industry Status Report.

• World Nuclear News (2018). Bruce 6 refurbishment good for January 2020 start.

Acerca del autor

Alfredo Caro

Investigador asociado de Fundar

Físico (Instituto Balseiro, 1976) y doctor en Física (Swiss Federal Institute of Technology, Lausanne, Suiza (1981). Trabajó en la Comisión Nacional de Energía Atómica (Argentina, 1983-1987 y 1993-2003), donde fue gerente del Centro Atómico Bariloche y director del Instituto Balseiro (1993-1995), en el Paul Scherrer Institute (Suiza), para el European Fusion Program (1987-1993), en el Laboratorio Nacional Lawrence Livermore (California, Estados Unidos), para la National Ignition Facility (2003-2010) y en el Laboratorio Nacional Los Alamos (Nuevo México, Estados Unidos), como jefe del grupo de Science of Nuclear Materials and Fuels (2010-2015). Fue program director de la National Science Foundation en Washington (2015-2017), responsable del programa Materials Science and Engineering Centers, MRSEC. Actualmente es research professor en George Washington University (Estados Unidos). Es autor de más de 200 publicaciones científicas, mayoritariamente sobre materiales nucleares y nanomateriales. Puede ser contactado en caro@gwu.edu.

Dirección ejecutiva: Martín Reydó

Revisión institucional: Ana Julia Aneise - Juan Martín Ianni

Coordinación editorial: Gonzalo Fernández Rozas

Corrección: Victoria Inverga

Diseño: Micaela Nanni

Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons 4.0 Atribución-NoComercial-Sin-Derivadas Licencia Pública Internacional (CC-BY-NC-ND 4.0). Queremos que nuestros trabajos lleguen a la mayor cantidad de personas en cualquier medio o formato, por eso celebramos su uso y difusión sin fines comerciales.

Modo de citar

Caro, A. (2023). La generación nucleoeléctrica en Argentina y el mundo. Buenos Aires: Fundar. Disponible en https://www.fund.ar

Caro, Alfredo
La generación nucleoeléctrica en Argentina y el mundo / Alfredo Caro. - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Fundar , 2023.
Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga y online
ISBN 978-987-82994-9-5

1. Energía Nuclear. 2. Abastecimiento de Energía. 3. Energía. I. Título.
CDD 621.480982

ISBN 978-987-82994-9-5

Sobre Fundar

Fundar es un centro de estudios y diseño de políticas públicas que promueve una agenda de desarrollo sustentable e inclusivo para la Argentina. Para enriquecer el debate público es necesario tener un debate interno: por ello lo promovemos en el proceso de elaboración de cualquiera de nuestros documentos. Confiamos en que cada trabajo que publicamos expresa algo de lo que deseamos proyectar y construir para nuestro país. Fundar no es un logo: es una firma.

Trabajamos en tres misiones estratégicas para alcanzar el desarrollo inclusivo y sustentable de la Argentina:

Generar riqueza. La Argentina tiene el potencial de crecer y de elegir cómo hacerlo. Sin crecimiento, no hay horizonte de desarrollo, ni protección social sustentable, ni transformación del Estado. Por eso, nuestra misión es hacer aportes que definan cuál es la mejor manera de crecer para que la Argentina del siglo XXI pueda responder a esos desafíos.

Promover el bienestar. El Estado de Bienestar argentino ha sido un modelo de protección e inclusión social. Nuestra misión es preservar y actualizar ese legado, a través del diseño de políticas públicas inclusivas que sean sustentables. Proteger e incluir a futuro es la mejor manera de reivindicar el espíritu de movilidad social que define a nuestra sociedad.

Transformar el Estado. La mejora de las capacidades estatales es imprescindible para las transformaciones que la Argentina necesita en el camino al desarrollo. Nuestra misión es afrontar la tarea en algunos aspectos fundamentales: el gobierno de datos, el diseño de una nueva gobernanza estatal y la articulación de un derecho administrativo para el siglo XXI.

En Fundar creemos que el lenguaje es un territorio de disputa política y cultural. Por ello, sugerimos que se tengan en cuenta algunos recursos para evitar sesgos excluyentes en el discurso. No imponemos ningún uso en particular ni establecemos ninguna actitud normativa. Entendemos que el lenguaje inclusivo es una forma de ampliar el repertorio lingüístico, es decir una herramienta para que cada persona encuentre la forma más adecuada de expresar sus ideas.

fundar

www.fund.ar info@fund.ar