

La transición energética en la matriz eléctrica argentina (1950-2014). Cambio técnico y configuración espacial

Adriano Furlán*

Resumen

El artículo analiza procesos de transición energética en la matriz eléctrica argentina desde 1950 hasta la actualidad. Se identifican tres etapas de transición con claras tendencias y predominios marcados en la valoración de fuentes y técnicas de la energía. Cada etapa es descrita en función de la composición de la matriz eléctrica, las transformaciones en las técnicas de generación de la electricidad y la expresión geográfica de dicha evolución. En síntesis: del gradual pasaje de la configuración predominantemente fósil que prevaleció hasta principios de la década de 1970 (primera etapa) a la configuración diversificada basada en la promoción de hidroelectricidad, energía nuclear y gas natural como fuentes sustitutas de los combustibles líquidos (segunda etapa), desde finales de la década de 1990, se restituyen los elevados niveles de dependencia hidrocarburífera y se anula el empuje del resto de las fuentes y técnicas de generación (tercera etapa). En términos de dependencia fósil, por lo tanto, el análisis pone de manifiesto que, en las pasadas cuatro décadas, la matriz eléctrica argentina experimentó un ciclo de avances y retrocesos. Los esfuerzos para retomar el sendero de diversificación y sostenibilidad del sector, en el contexto de emergencia energética abierta a partir del año 2004, aún resultan insuficientes.

Palabras clave: Historia energética, Sistemas técnicos, Recursos estratégicos.

The energy transition in the Argentine electrical matrix (1950-2014). Technical change and spatial configuration

Abstract

This article analyzes energy transition processes in the Argentine electrical matrix from 1950 to the present. Three transition stages with clear trends and marked predominance are identified in the assessment of energy sources and techniques. Each stage is described in terms of the composition of the electrical matrix, the transformations in the techniques of generation of electricity and the geographical

* Geógrafo. Becario del CONICET. Centro de Investigaciones Geográficas y Socio-Ambientales de la Universidad Nacional de Mar del Plata, adryfurlan@hotmail.com

expression of such evolution. In summary, the gradual transition from the predominantly fossil configuration that prevailed until the early 1970s (first stage) to the diversified configuration based on the promotion of hydroelectricity, nuclear energy and natural gas as substitute sources of liquid fuels (second stage). Since the late 1990s, the high levels of hydrocarbon dependence have been restored and the thrust of the rest of the sources and generation techniques (third stage) have been cancelled. Therefore, in terms of fossil dependence the analysis shows that over the past four decades, the Argentine power matrix has experienced a cycle of progress and setbacks. Efforts to get back on track of diversification and sustainability of the sector in the context of the energy emergency declared after 2004 are still insufficient.

Key words: Energy history, Technical systems, Strategic resources.

Introducción

En la época actual, los sistemas nacionales de suministro energético enfrentan problemas de escasez y dependencia de hidrocarburos, fuentes primarias no renovables que dominan el orden técnico vigente y que continuarán dominándolo durante las siguientes décadas. Son numerosos los países productores de petróleo y gas que han superado el pico de producción y se encuentran atravesando la fase de declive. A medida que los yacimientos convencionales muestran indicios de agotamiento, el foco de extracción se corre hacia las reservas no convencionales esparcidas en sitios recónditos del planeta, obligando una ingente movilización de recursos financieros, técnicos y humanos y ocasionando impactos perjudiciales en las dinámicas ambientales locales y regionales. El progreso tecnológico y los altos precios internacionales del crudo registrados en el período 2005-2014 permitieron en un reducido grupo de naciones, con el caso emblemático de los Estados Unidos, el montaje de la infraestructura necesaria para la puesta en valor de formaciones de hidrocarburos no convencionales a precios competitivos en el mediano y largo plazo. A su vez, la coyuntura de bajos precios que experimenta el mercado internacional del crudo desde mediados de 2014, vinculados a la ofensiva de la OPEP –Organización de Países Exportadores de Petróleo– de aumentar los niveles de bombeo por encima de sus máximos históricos en un contexto de ralentización del crecimiento económico de los países centrales, generando una sobreoferta del crudo, dificulta el desarrollo de hidrocarburos no convencionales, así como restringe el de reservas convencionales menos competitivas y los ingresos fiscales en países exportadores que dependen de ellos. Por lo tanto, el reciente auge de los hidrocarburos no convencionales y los resultados que se esperan alcanzar en años sucesivos, vistos desde la óptica global, no dejan de constituir una etapa transitoria de corta duración que retrasa la llegada del pico mundial de petróleo, estimado, según proyecciones de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2013), para comienzos de la década de 2020, pero que no resuelve de fondo el problema estructural de insuficiencia de combustibles fósiles ante la sostenida demanda mundial de energía.

Por otra parte, las restantes fuentes y técnicas de la energía moderna concitan encrucijadas del crecimiento devanadas por restricciones de diversa índole: costos comparativamente superiores, insuficiencia de subvenciones que las tornen económicamente viables, limitaciones de usos y aplicaciones, discontinuidad y problemas de almacenamiento, alta dispersión geográfica, baja tasa de retorno energético, impedimentos por riesgo ambiental, trabas tecnológicas, obstáculos de control oligopólico, resistencia social, etc. De ahí que la mayoría de los especialistas coincida en aseverar que todas las fuentes y formas disponibles de la energía son y serán necesarias para remodelar el régimen energético sin alterar de modo sustancial los altos niveles de consumo de energía que exige la reproducción de las sociedades contemporáneas, aun cuando se logren mejoras significativas en términos de ahorro y eficiencia energética.

La transición energética contemporánea, definida a escala global por una lenta pero progresiva reducción de la participación del petróleo en la oferta primaria de energía y su reemplazo por fuentes alternativas renovables y no renovables, es la resultante de unos esquemas de promoción fundados en premisas de diversificación, uso complementario e interdependencia técnica. El área de la generación de electricidad, por ser el sector del consumo primario de energía que en mayor medida facilita la innovación tecnológica y la adición y sustitución de fuentes, cumple un papel esencial en la transformación del sistema técnico.

Las situaciones nacionales al respecto de la cuestión energética, sin embargo, hallan numerosos condicionamientos y posibilidades derivados de la posición relativa del país en la estructura del poder mundial, de las particulares trayectorias geohistóricas del desarrollo social y económico y del *stock* de recursos existentes en el propio territorio. En función de los complejos factores que son puestos en juego a cada momento, en los países se van desplegando diferentes estrategias de desarrollo energético para satisfacer las necesidades materiales heterogéneas y autoimpuestas del conjunto de la sociedad. Los sistemas eléctricos nacionales evolucionan de acuerdo a pautas de desarrollo sectorial internalizadas en modelos de gestión y producción. Conforme a la escala de valores culturales reinante y a los objetivos y metas formulados en el marco normativo de los proyectos políticos y económicos que en el curso de la historia dirigen los destinos de la nación, son impulsadas rupturas y continuidades en los sucesivos estados del sistema eléctrico.

El artículo aborda la evolución del segmento de generación de electricidad en la Argentina en un período que abarca desde 1950 hasta la actualidad, con el propósito de identificar y caracterizar etapas, tendencias y trayectorias internas de transición energética a partir del análisis del cambio técnico de la matriz eléctrica. En especial, el examen de los procesos formativos de la matriz rescata la descripción de la expresión geográfica de dicha composición técnica. Procuramos que los resultados de la inspección geohistórica de la generación eléctrica sirvan al entendimiento de la situación energética del país y a los retos que afrontará en un futuro inmediato.

Matriz eléctrica y transición energética

Antes de adentrarnos en la indagación empírica propuesta es preciso clarificar el significado de dos términos básicos aplicados en la formulación del tema de estudio.

La matriz eléctrica hace referencia a la composición de fuentes de energía primaria y secundaria utilizadas para generar electricidad en un espacio geográfico determinado. Es decir, que expresa de forma cualitativa (tipo de generación eléctrica) y cuantitativa (en qué cantidad y proporción) el conjunto de recursos naturales y

modificados afectados de forma directa¹ en la obtención de la energía eléctrica, independientemente del origen (nacional o importado) de esos bienes y del destino del uso y consumo de la electricidad generada.

La definición de la matriz eléctrica está atravesada por la relación entre el uso real y el uso potencial de las fuentes de energía. Ello la convierte en una plataforma sintética y eficaz de valoración de las acciones y resultados en la óptica del manejo integral de la energía, dado que permite identificar e inferir mediante el contraste entre lo existente y lo utilizado (y sus modos diferenciales de aprovechamiento) diversas situaciones de desarrollo signadas por grados de sub- o sobre explotación, dependencia o autonomía, atraso o avance tecnológico, entre otras formas de polarización.

Desde su nacimiento en la década de 1880 y conforme crecen las grandes redes de transmisión y distribución de la energía para masificar la cobertura de un servicio de alta calidad y abastecer las demandas expansivas que el desenvolvimiento de la vida moderna impulsa desde la primera mitad del siglo XX, las matrices eléctricas han ido cambiando. Y, debido a que constituye un vector indispensable para el funcionamiento de la totalidad del sistema técnico, los cambios son efectuados en íntima asociación con el entero régimen energético de la época.

El pasaje de una configuración estable de las fuerzas motrices, los combustibles dominantes y los motores y los dispositivos conversores y generadores de energía a otra es lo que se conoce como una “transición energética” (Smil, 2004). Las transiciones energéticas no son cambios abruptos, sino procesos de sustitución técnica gradual que se dan en un período considerable (Bravo, 2007; Yergin, 2013), iniciándose a escala local para luego extenderse a escala nacional y, eventualmente, volverse un hecho global (Smil, 2010). Si nos circunscribimos a la era moderna, la Revolución Industrial es el acontecimiento que da inicio a la transición hacia el uso de combustibles fósiles y motores inanimados (principalmente, máquinas térmicas) y culmina con milenios de casi exclusiva dependencia de combustión de biomasa y de aprovechamiento de la fuerza motriz animada. Luego, al interior de este intenso proceso de modernización se revelan dos importantes transiciones que repercutieron en prácticamente todas las esferas del orden técnico: i) de la leña al carbón, hacia 1900 y, ii) del carbón al petróleo y al gas, a mediados del siglo XX (Grübler, 2012). La transición energética contemporánea representa el tercer gran momento de la historia moderna de la energía y consistiría en el paso de la “era petrolera” a la “era de la diversificación energética”, una era en la cual tanto el petróleo como los demás hidrocarburos mantendrán su posición de liderazgo,

¹ No se consideran parte de la matriz eléctrica los bienes elaborados a partir de recursos energéticos que operan como materias auxiliares en la generación de electricidad. Por ejemplo, un aceite utilizado en la lubricación de un motor posee un componente con propiedades energéticas (petróleo) pero su función en el sistema técnico no se basa en la “capacidad de producir trabajo” sino solo de forma indirecta.

pero dentro de un *mix* de técnicas y fuentes primarias con participación creciente de energías no convencionales renovables y no renovables.

La naturaleza misma de las transiciones impide establecer distinciones claras entre esas configuraciones más o menos estables, no solo por las obvias diferencias temporales que insumen las innovaciones para inscribirse en el medio geográfico, sino porque las fuentes y las técnicas vigentes pueden ser muy persistentes y las nuevas solo llegan a ser dominantes después de largos períodos de difusión gradual (Páez García, 2009). La incorporación de nuevas fuentes de energía a la matriz energética implica la activación de nuevos puntos del espacio geográfico, ya sea a través de la localización de las actividades de explotación o extracción de las fuentes o por la territorialización de las restantes etapas del proceso económico de la energía, incluyendo su consumo final.

En el panorama de sociedades hipertecnificadas –con altos consumos de energía, preocupante ausencia de un sustituto perfecto y masivo para el petróleo, economías que padecen crisis periódicas e inestabilidad de los mercados– la diversificación de las matrices no se manifiesta de modo necesariamente unidireccional en los espacios nacionales y en cada uno de los eslabones de las cadenas de la energía. Por regla general, las políticas de innovación tecnológica tienden a resultar más eficaces en los países desarrollados y a sufrir un despliegue trunco y limitado en los entornos del subdesarrollo, donde las costosas inversiones de riesgo que suponen las acciones de acondicionamiento técnico-energético del territorio pueden quedar relegadas en función de la atención de otras urgencias sociales o prioridades gubernamentales. En su lugar, se instalarán técnicas maduras, menos modernas, obtenidas por medio de la transferencia tecnológica. Es por ello que, según especificidades nacionales, es posible detectar combinaciones de tendencias contrapuestas, con avances y retrocesos en la sustitución y adición de las fuentes primarias que emergen como alternativas transicionales. El comportamiento errático de la evolución técnica denota los altos niveles de complejidad organizativa que habita los sistemas de la energía. Por lo tanto, es deseable aplicar un enfoque multiescalar de la transición energética contemporánea, donde el análisis a escala global del pasaje hacia la diversificación de las matrices se complete con el de los movimientos oscilantes y hasta contradictorios que pueden llegar a describir las tendencias evolutivas internas de ciertos nichos del sistema energético.

Cruzando los dos términos tenemos que la concreción histórica de la transición energética en la matriz eléctrica implica el análisis del desarrollo de dicho conjunto técnico como un subproceso del cambio de régimen energético que caracteriza a un espacio geográfico determinado.

Ahora bien, para delimitar con claridad el tema de estudio es preciso distinguir unos procesos de modernización técnica a los que por razones económicas estructurales se han visto expuestos casi todos los sistemas eléctricos en el transcurso de su historia. En concreto, en este artículo es de especial interés ocuparnos de

lo acontecido en el segundo tramo del siglo pasado, sobre todo, después del gran sacudón que sufren las estructuras y relaciones constitutivas de la economía-mundo al producirse las crisis petroleras de la década de 1970 y que, más temprano o más tarde, terminará influyendo en el destino de todos los circuitos del suministro de la energía (Fernández Durán, 2011; WESS, 2011). Ello no significa, de ninguna manera, que no se hayan registrado cambios importantes en la organización técnica y territorial de la electricidad durante el período comprendido entre fines del siglo XIX y la primera parte del siglo XX. La diferencia geohistórica se encuadra en el hecho de que las transformaciones precrisis habían obedecido a una larga fase de difusión gradual de innovaciones que posibilitan la puesta a punto de la “era neotécnica”² y, en el momento más álgido de esa etapa de modernización productiva, a la adopción del uso pacífico de la energía nuclear que tiene lugar en la posguerra. Son modificaciones del medio técnico plasmadas en una organización política del territorio que lleva la insignia de los intereses defendidos en los proyectos nacionales. Pero no es sino hasta los graves sucesos de los años setenta que las causas de la escasez y la búsqueda de sostenibilidad comienzan a repicar con fuerza creciente en diversos ámbitos de deliberación y que la comprobación de la magnitud inédita de los trastornos sociales ocasionados por la interrupción del abastecimiento energético convierte el riesgo de dependencia de los hidrocarburos en una preocupación generalizada.

La resignificación del problema energético global está envuelta en la profunda reestructuración de los patrones de acumulación del capital, de la exponencial escalada del consumo de energía y de la desaceleración en el ritmo de la producción de petróleo en favor del repunte del carbón y el sostenido incremento del gas natural, acomodamientos de la matriz energética mundial que tienden a preservar el liderazgo de los combustibles fósiles en el contexto de declive y disminución de las tasas de extracción de los yacimientos convencionales. En pocas palabras, esta es la raíz histórica de la transición energética del mundo contemporáneo. Por otra parte, algunos procesos de planificación y construcción de los sistemas eléctricos tienen su origen en la fase precrisis y son enlazados orgánicamente en la fase posterior como líneas de actuación ratificadas por las determinaciones problemáticas que despierta y reimpulsa la crisis energético-ambiental.

² Lewis Mumford (1977) analizó exhaustivamente el desarrollo histórico de la técnica moderna y creó, sustentándose en elucubraciones de Patrick Geddes, un esquema evolutivo de tres fases — impuras, superpuestas— en el que la energía es incluida como una de las dimensiones constitutivas centrales del orden técnico: fase eotécnica (1000-1750), fase paleotécnica (1700-1900) y fase neotécnica (1850-...). La utilización del petróleo y la manipulación de la electricidad son, según el autor, el núcleo del sistema energético correspondiente a la fase neotécnica. Para la época en que escribe Mumford (la publicación original es de 1934), la generación de electricidad se realizaba en usinas térmicas (a vapor o de combustión interna) e hidráulicas.

Periodización del desarrollo eléctrico argentino: consideraciones metodológicas y resultados preliminares

En este primer momento del estudio empírico, se establece una periodización de la evolución de la matriz eléctrica argentina recurriendo al análisis de series cronológicas de potencia instalada asociada a redes. El alcance temporal del proceso objeto de examen cubre el período 1950-2014. Además de requerir cierta longitud temporal que posibilite identificar cambios significativos en la matriz eléctrica, la definición del período se justifica por otras dos razones.

Primero, dado que la motivación subyacente de esta pesquisa está fundada en la “transición energética contemporánea” que sellarían las crisis petroleras de la década de 1970, pero cuyos trazos comenzaron a prefigurarse en años precedentes, no hay mayores argumentos para deslizar retrospectivamente la búsqueda hacia la primera mitad del siglo XX. Aunque, atendiendo al encadenamiento de procesos de diverso orden, sí resulta de interés hacer foco en las transformaciones económicas y técnicas que atraviesa el sector eléctrico argentino en las décadas de 1950 y 1960 como un contexto de modernización territorial en el que los objetivos de los sucesivos proyectos políticos nacionales logran enlazarse con las determinaciones que durante la siguiente década se acercarían en el mercado internacional de energéticos. Con respecto a la elección del año 1950 como punto de partida de la serie, este no constituye un hito específico en materia de transición energética, pero sí coincide con el de nacimiento de la Empresa Nacional de Energía (ENDE), instrumento de gestión estatal estratégica creado sobre la base de las preexistentes direcciones nacionales del área energética que jugaría un rol destacado en el proceso de modernización.³ Y, segundo, la posibilidad de barrer la evolución sectorial en un período que supera las seis décadas es una opción deseable si se tiene en consideración que los estudios de largo plazo sobre generación de electricidad, a pesar de encontrarse entre los asuntos más relevantes del desarrollo nacional, continúan siendo en nuestro país (en especial, en el campo de la geografía) un tema vacante o raramente abordado, de manera que se impone la necesidad de llevar adelante el tipo de análisis que este artículo sugiere para contribuir al entendimiento de la conversión energética argentina.⁴

En cuanto a la definición de la variable utilizada, “potencia instalada asociada a redes”, resulta de la agregación del total de la potencia nominal de centrales de

³ Las aludidas direcciones generales eran: Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Agua y Energía Eléctrica, Gas del Estado, Combustibles Vegetales y Derivados y Combustibles Sólidos Minerales. Como un paso previo de la reestructuración, la Constitución Nacional de 1949 había declarado al Estado Nacional dueño natural de los servicios públicos y de las fuentes de energía.

⁴ Por las razones aludidas, se toma el año 1950 como punto de partida, pero vale agregar, para quien desee profundizar en la revisión de fuentes, que la información disponible en el ámbito de la Secretaría de Energía de la Nación, organismo público que centraliza la estadística histórica del sector eléctrico, cubre las series cronológicas de indicadores básicos a partir del año 1930 (Ing. Duco, com. pers.).

generación eléctrica conectadas a los sistemas del servicio público, independientemente de su propiedad (nacional, provincial, municipal, cooperativa o privada) y exceptuando, por ende, a los equipos de autoproducción sin conexión a redes comerciales. Al indagar transiciones energéticas que, como dijimos, supone una exploración de plazo extenso, esta aclaración es importante, ya que la autoproducción, a lo largo de la segunda mitad del siglo XX, poseyó una participación significativa en el total de la potencia instalada del país. Sobre la base de datos de la Secretaría de Energía, en los años de la década de 1960, la potencia instalada de autoproducción representó alrededor del 30 % del total de la electricidad generada en la Argentina; a mediados de la década de 1970, la participación es de un 20 %; la tendencia descendente continúa para ubicarse en el 10 % a fines de la década de 1980 y llegar al mínimo de 7 % a fines de los noventa. Desde entonces, la autoproducción recupera terreno y sube hasta el 11 % a finales de la década de 2000. Es decir que en los últimos treinta años, uno de cada diez megawatts instalados corresponde a autoproducción. Lamentablemente, en los informes estadísticos confeccionados entre las décadas de 1950 y 1980 por la Secretaría de Energía, los datos sobre autoproducción son valores globales que no ofrecen el desglose por tipo que sí poseen para el suministro de redes. Creemos, sin embargo, que esta limitación metodológica en nada obstruye la reconstrucción de una imagen representativa de los rasgos generales del proceso estudiado. Por otra parte, cabe señalar que la validez del modelo con base en el análisis de la potencia instalada también se ampara conceptual y empíricamente en la muy elevada correlación positiva que existe entre dicho indicador y la generación eléctrica⁵, de ahí el criterio de admisibilidad de un gráfico único para visibilizar la transición electroenergética. No obstante, en la descripción de la tercera etapa se reúnen observaciones acerca del vínculo entre potencia instalada y generación, indispensables en la caracterización de la vigente problemática de desarrollo eléctrico.

Los resultados del procesamiento de datos se vuelcan en sendas figuras complementarias. En la figura 1 se presentan los valores absolutos de la variable, en la figura 2, los correspondientes valores de participación porcentual por clase. La lectura de ambas figuras permite corroborar, a primera vista, una falta de uniformidad en el predominio de las fuentes de energía –y por ende en las técnicas de generación eléctrica– y en las trayectorias de desarrollo de cada una de estas. Mediante el análisis combinado y comparativo de tendencias y puntos de inflexión de las series, las medias aritméticas de crecimiento anual y la participación relativa se identifican tres etapas del proceso transicional de la matriz eléctrica:

⁵ Mientras que “potencia instalada” hace referencia a la capacidad de generación de energía eléctrica que posee el equipamiento del sector de generación, el indicador de “generación eléctrica” expresa la energía eléctrica generada en la unidad de tiempo (día, mes, año, etc.) por el funcionamiento de dichos equipos.

- i) una primera etapa cuyo punto de partida está situado en 1950 y que se extiende hasta 1972;
- ii) una etapa intermedia en el lapso 1973-1996, y
- iii) una última etapa abierta en 1997 y que todavía perdura (en función de la información disponible, el cierre estadístico formal de la etapa es el año 2014).

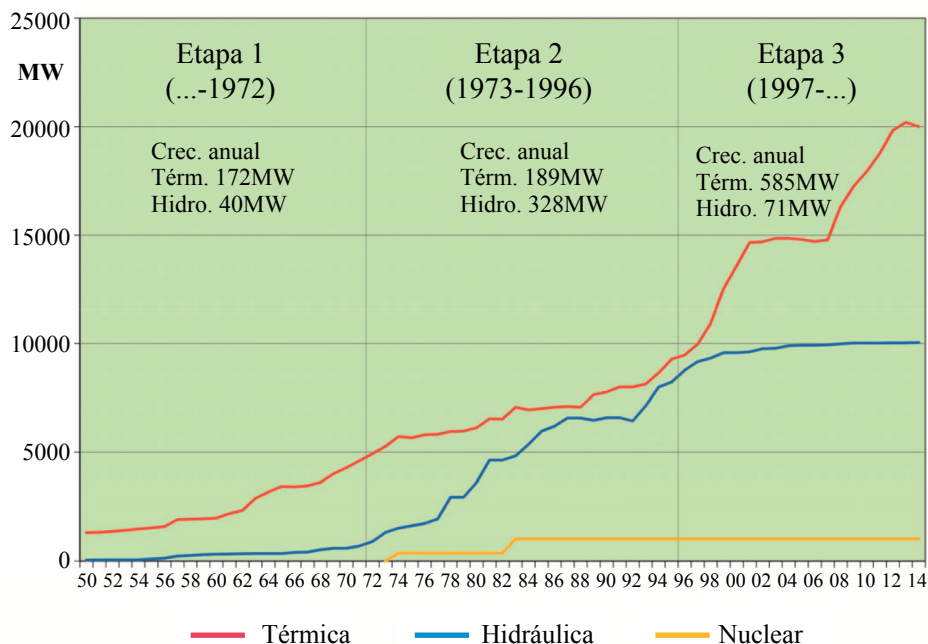


Figura 1. Potencia instalada asociada a redes según tipo de generación. Argentina, 1950-2014.

Fuente: elaborado por Furlán con datos de la Secretaría de Energía.

Para una correcta interpretación de la periodización propuesta es importante tener en cuenta que el indicador de potencia instalada anual registra el equipamiento de generación en servicio. Esto significa que las etapas transicionales identificadas remiten al momento en que los artefactos se vuelven efectivos mediante el uso al cual están destinados como partes del sistema técnico. Este criterio no debe obviarse, ya que el desarrollo de la infraestructura a gran escala puede demorar largos años en construcción hasta que se produce su ingreso en servicio. Asimismo, la toma de decisiones sobre políticas de fomento sectorial y otros hechos del proceso íntegro de valoración de los recursos energéticos, quedaría escondida en una primera vista del modelo. La descripción contempla los desfases en el tiempo de la realización material de la matriz eléctrica a través de los subprocesos que encadenan las etapas.

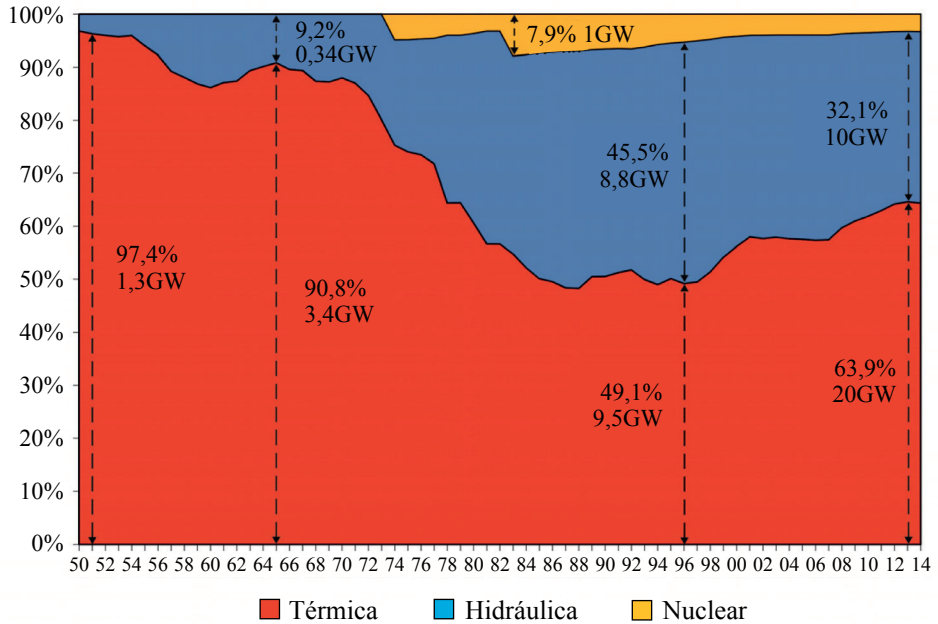


Figura 2. Participación porcentual de la potencia instalada asociada a redes según tipo de generación. Argentina, 1950-2014. Fuente: elaborado por Furlán con datos de la Secretaría de Energía.

En ambos gráficos solo se consideran los principales tipos de generación eléctrica (hidráulica, térmica y nuclear), ya que por motivos de escala y por los valores marginales con los que contribuyen en la potencia instalada total, las restantes categorías (eólica, solar, geotérmica, biocombustibles) poseen medidas visualmente imperceptibles (una “invisibilización” del dato que se mantendría incluso si se los representara agrupados en una misma clase). Esta dificultad práctica de la graficación es subsanada textualmente en la caracterización de las etapas, donde tendremos oportunidad de considerar las sucesivas innovaciones técnicas con algún grado de detalle. Asimismo, algunas obras relevantes (Atucha II, centrales térmicas) que ingresaron en servicio recientemente y son excluidas en la representación gráfica por no constar en los últimos informes estadísticos de la Secretaría de Energía, son tenidas en cuenta en la caracterización de la tercera etapa. La descripción del proceso por etapas es complementada con información extraída de documentos y bibliografía especializada y de publicaciones estadísticas e informes técnicos elaborados por organismos y empresas del sector eléctrico (CAMMESA, ENARSA, etc.). Por último, por motivos de facilitación de la redacción y la lectura, se adopta la siguiente regla: exceptuando allí donde se cita la fuente, los datos estadísticos volcados en la descripción de las etapas pertenecen a la Secretaría de Energía.

La era fósil en la matriz eléctrica argentina

Para justipreciar el carácter y el sentido de la transición electroenergética introduciremos unos pocos comentarios generales sobre la historia del sistema eléctrico argentino. En nuestro país, los comienzos de la implantación del suministro de electricidad tienen lugar en las últimas décadas del siglo XIX, con la instalación de pequeñas usinas térmicas en distintas localidades, tanto de la región pampeana como de otras regiones, destinadas a proveer la energía necesaria para accionar maquinaria en establecimientos industriales y para alimentar los modernos sistemas de iluminación en la vía pública y en recintos privados, que de a poco van supliendo al alumbrado a gas. En 1884, La Plata se convierte en la primera ciudad latinoamericana en poseer alumbrado eléctrico. En 1885, el ingenio azucarero Las Palmas, en la localidad homónima de la actual provincia de Chaco, instaló dos grupos electrógenos para atender sus procesos productivos y extendió el servicio eléctrico hasta el asentamiento poblacional (sitio de la SECHEEP). En la ciudad de Buenos Aires, en 1887, se instaló la primera usina para iluminación eléctrica y al año siguiente comenzaron a funcionar usinas en las ciudades de Córdoba y Santa Fe (CCFE, 2010). En esta misma época, se fecha la construcción y la entrada en funcionamiento de las primeras centrales hidráulicas.⁶

A partir de 1910, el ingreso en servicio de la central de Dock Sud, ubicada en el partido de Avellaneda, al sur de la ciudad de Buenos Aires, abre camino a una primera oleada de “grandes emprendimientos” de producción de electricidad a manos de las compañías privadas que servían en las principales aglomeraciones urbanas de la región central, núcleo de la demanda y que ejercieron un nítido control sobre el proceso de desarrollo de las incipientes redes regionales de transporte.⁷ La expansión de la generación continuaría en las décadas siguientes con el montaje de las “supercentrales” de Puerto Nuevo, Ribera este, Paternal y Berisso (Osoniak de Sarraile, 1960). Estas centrales –algunas de las cuales permanecen activas– eran térmicas y se instalaron en cercanías de los puertos emplazados en las vías fluviales del eje Buenos Aires-Rosario, para facilitar el acceso a combustibles importados, o en puntos de alta conectividad dentro del circuito de derivados de tales insumos, no necesariamente ubicados en zonas portuarias, pero sí industriales (Ghía, 2012). Para generar la energía eléctrica, las usinas térmicas de alta potencia primeramente

⁶ En 1887, se solicitó la concesión en la quebrada del Zonda, en San Juan, para utilizar hidroelectricidad en un establecimiento de amalgamación de metales; en 1897, se inaugura la Central Hidroeléctrica de Casa Bamba, en la provincia de Córdoba; luego serán inauguradas la usina Mollet (1899), en Córdoba; Lucio V. López, en el Carcarañá (1910); Calera, en el Río Primero (1911); Lules, en Tucumán (1912); Cacheuta, en Mendoza (1916) y Río Tercero, en Córdoba (1935) (Soler, 1977; Ghía, 2012).

⁷ Félix Luna (2002) llama a esta etapa de “construcciones monumentales” y la sitúa en 1907-1932, esto es; entre el inicio de los trabajos de la central Dock Sud y la inauguración de la usina de Puerto Nuevo de la Compañía Ítalo Argentina de Electricidad (CIAE). Lo que se entiende por “monumental” y “gran emprendimiento”, por supuesto, está sujeto a los estándares tecnológicos de la época.

fueron equipadas con máquinas de vapor que eran accionadas mediante la quema de ingentes volúmenes de carbón provenientes de las minas del Reino Unido.

De forma paralela, la expansión de los servicios eléctricos hacia el interior del país, sea por la acción de empresas privadas o por las cooperativas que se multiplican a partir de la década de 1930, fomentó la instalación de usinas que funcionaban a vapor o con motores de combustión interna y que utilizaban, sobre todo, combustibles líquidos (diesel, fueloil, gasoil, petróleo crudo, etc.).

La gradual adopción masiva del petróleo y de sus derivados –materia prima cuya producción doméstica había sido impulsada desde 1907, aunque hasta finales de la década de 1950 habría de enfrentar severas limitaciones estructurales para concretar un franco despegue que permitiera aminorar la dependencia de las importaciones de los Estados Unidos– sumado a las coyunturas de escasez del carbón mineral que padecía Inglaterra en años de conflagración bélica y recesión, –a cuyas exportaciones había quedado fuertemente sujetado el funcionamiento de la economía argentina en la primera mitad del siglo XX– promovían una lenta pero irrefrenable sustitución técnica que en la década de 1940, replicando de forma particular lo que ocurriría a nivel general, terminó consagrando al petróleo como fuente de energía dominante dentro de la matriz eléctrica.⁸

En suma, el período que abarca desde finales del siglo XIX hasta los primeros años de la década de 1970 es para el sector eléctrico argentino una fase de completo dominio de la energía fósil. Sobre esta configuración de fuentes de energía no renovable, el cambio más rotundo en materia de transición electroenergética lo representa la sustitución neta de carbón por petróleo, que tiene lugar hacia mediados de siglo.

Caracterización de etapas de transición electroenergética

Primera etapa (1950-1972): mix de hidrocarburos y planificación de una matriz eléctrica diversa

Luego de un lapso de estancamiento comprendido en 1943-1948, que forzó racionamientos por insuficiencia de oferta eléctrica ante el constante aumento de la demanda doméstica e industrial y provocó severos trastornos en el funcionamiento del suministro (Rofman y Romero, 1997; Vercesi, 1999; Gerchunoff y Llach, 2000), la potencia instalada creció de forma duradera. Hasta principios de la década de 1970, este proceso de ampliación de la capacidad instalada se apoyó fundamentalmente en el montaje de equipamiento de tipo térmico, que a través de la inno-

⁸ La Secretaría de Energía no dispone en archivo de datos históricos sobre consumo de combustibles para generación eléctrica anteriores a 1957 (Ing. Duco, com. pers.). La carencia de información histórica de este indicador constituye una seria limitante para el estudio estadístico de la transición electroenergética.

vación tecnológica profundizó el reemplazo del combustible sólido (carbón) por combustibles líquidos (derivados del petróleo) y, más tarde, gaseosos (gas natural). El cambio técnico en la generación eléctrica vino acompañado de una integración vertical de subsectores del sistema energético que denota la valorización de recursos naturales estratégicos del territorio nacional y, asimismo, la refuncionalización de los espacios geográficos en los que se localizan tales recursos.

La concentración demográfica y de la actividad económica en el área metropolitana de Buenos Aires, donde se asentó el eje de la industrialización sustitutiva de importaciones, determinó que allí se efectuara más del 70 % del consumo eléctrico del país. La preeminencia de la región central se conserva hacia 1970, si bien desciende a valores algo superiores al 60 %. Idénticas razones, sumadas al hecho de la desvinculación física entre las principales zonas de producción eléctrica, que persistirá hasta bien entrada la década de 1960, cuando empiecen a extenderse las líneas de transmisión en alta tensión del sistema de interconectado, explican que las centrales térmicas de mayor envergadura siguiesen por principio de inercia geográfica el mismo patrón de localización industrial. A partir de esta época, no obstante, se produce un hecho distintivo en la división territorial del trabajo de esta rama económica. Dado que la ampliación del parque generador vino de la mano de la instalación de equipos de mayor tamaño, el emplazamiento de las plantas requirió terrenos de mayores superficies, preparados para la realización de tareas de operación más sofisticadas; separados de las áreas urbanas residenciales y densas y destinados a usos específicos del suelo. Así, las nuevas usinas abandonaron las áreas céntricas de la ciudad para radicarse en distintos puntos de la periferia urbana.

En 1950, la potencia térmica instalada representaba el 97 % del total. A mediados de la década, la composición de combustibles utilizados en la generación de termoelectricidad mostraba una participación muy mayoritaria del fueloil, con más del 80 %. El resto se repartía básicamente en porciones equivalentes de carbón y diesel. El empleo del gasoil, muy marginal a medida que la cobertura del servicio se expande e incorpora a nuevos usuarios, va quedando acotado a equipos de baja potencia que en conjunto no alcanzan el 1 % del total. El marcado predominio de las fuentes de energía de origen fósil se mantuvo hasta comienzos de la década de 1970 con ligeras fluctuaciones de participación relativa en torno al 90 % de la potencia total y con desplazamiento de fuentes dentro del mix de los hidrocarburos y de las consiguientes técnicas de generación. Esta reconversión tecnológica del parque térmico lleva la impronta de las políticas de desarrollo integral de las energías primarias del país.

Por el lado del carbón –la energía no renovable tradicional– luego de la Segunda Guerra Mundial su uso en la generación eléctrica quedó reservado a unas pocas plantas ubicadas en la provincia de Buenos Aires, manteniendo la cantidad de consumo anual en unos valores constantes, lo que, frente al crecimiento sostenido de la potencia instalada, redujo la participación del 8 % que tuvo en 1957 a menos

del 4 % en 1972. El hito carboeléctrico del período se halla en la construcción de la central de alta potencia de San Nicolás, que entró en servicio en 1957 para convertirse en el principal cliente del yacimiento carbonífero de Río Turbio (Rossi y Picot, 2009). Debido a que posee bajo poder calórico y no es coquificable, el carbón de las minas de la Argentina usado en la generación eléctrica –entre otros usos– debía mezclarse con carbón importado (Iglesias de Cuello *et al.*, 1977).

La innovación técnica destacable de esta etapa de transición la constituye la explotación del gas natural como fuente primaria de la matriz eléctrica. En 1960 se habilitó el Gasoducto Troncal Norte, el segundo de una nascente red de transporte del fluido, tendido entre el yacimiento de Campo Durán (provincia de Salta) y General Pacheco (provincia de Buenos Aires), que permitió al país acceder al consumo masivo de gas natural, en especial, en la generación térmica (Parera y Torino Aráoz, 2011). El primer gasoducto, que conecta a Comodoro Rivadavia con Buenos Aires, había sido inaugurado en 1949, durante la presidencia de Perón. A través de este canal se lograba, sobre todo, el acceso al consumo residencial. Pero no será sino con el Gasoducto Norte que se abrirán posibilidades de masificación del uso del gas natural en la industria, lo que redundará en una descentralización espacial del sector (Sitio de TGN). De este modo, entre 1960 y 1961, el consumo de gas en la generación eléctrica se multiplicó por más de 8 veces, saltando rápidamente de un magro 1,6 % de la torta al significativo 12,8 %. La penetración del gas en la matriz eléctrica prosiguió en el transcurso de la década y superó el 20 % de participación en 1972, ubicándose como el segundo combustible más utilizado en el parque generador. Simultáneamente, la adopción del gas supuso la adopción de una nueva tecnología, la turbina de gas, que tomó la delantera en la competencia frente a las turbinas de vapor. El uso del gas también conllevó una ganancia en eficiencia y rendimiento, por su mayor poder calórico, y una reducción de costos, ya que al ser empleado directamente como fuente de energía primaria evitó los agregados de valor resultantes de la manufacturación y de las demás actividades de manejo (almacenamiento, traslado, comercialización, etc.) que exigen los combustibles líquidos.

Entretanto, el liderazgo ejercido por el fueloil se mantuvo firme por la proliferación de nuevas centrales térmicas o la repotenciación de centrales preexistentes en aglomeraciones urbanas que crecían en tamaño y complejidad funcional. El desfase en las ampliaciones de las redes de gas natural con relación a los requerimientos energéticos de ciertos nodos importantes del sistema eléctrico, sumado a la decisión estratégica de disponer de alternativas técnicas de generación térmica (turbovapor + turbogas) como acción preventiva y adaptativa ante las coyunturas de escasez de uno u otro combustible o de variaciones en sus precios, son factores explicativos de la conservación del fueloil en el tope del consumo de los distintos combustibles fósiles. Para el año 1972, el empleo del fueloil había crecido un 70 %, en comparación con los valores de la última parte de la década de 1950 y representaba el 62 % del total. La expansión del servicio en localidades menores

o en áreas rurales, carentes de la infraestructura básica que las interconecte a las redes de gran escala y donde, por lo general, el suministro era atendido mediante pequeños equipos de combustión interna, produjo un reposicionamiento del diesel desde la segunda mitad de la década de 1960, ubicándose en participaciones modales del 15 %.

En cuanto al desarrollo de las obras hidráulicas a escala nacional, pese a la potente iniciativa gubernamental, este continuó siendo minoritario, sufriendo la postergación que en décadas anteriores habían impuesto los consorcios extranjeros que operaban de forma integrada en el sector energético argentino al articular la defensa de sus propios intereses promoviendo el negocio de la importación de combustibles fósiles (Albertoni, 1971; Carlevari, 1985). En los gobiernos de Perón, desde la Empresa Nacional de Energía se invirtió para construir treinta y siete centrales hidroeléctricas e iniciar otras nueve, inauguradas durante la presidencia de Frondizi (Vázquez, 2015). De todos modos, el apenas 3 % de potencia instalada que la hidroelectricidad poseía en 1950, evolucionó hasta un nada despreciable 12 % a principios de la década de 1970. Hasta finales de la década de 1960, la utilización de energía hidroeléctrica estaba limitada a unos pocos sistemas regionales, que aún permanecían aislados y seguía dependiendo mayormente del fomento de las empresas públicas provinciales en sus propias áreas de prestación del servicio (EPEC –Empresa Provincial de Energía de Córdoba– o EMSE –Energía Mendoza Sociedad de Estado). Hacia 1965, Córdoba y Mendoza concentraban más de tres cuartas partes de la potencia hidroeléctrica total y eran secundadas de lejos por Tucumán, Río Negro y Salta, que representaban en grupo algo menos que el cuarto restante. En todos los casos, se trata de instalaciones de baja y mediana potencia (inferiores, por lo general, a los 100 MW) y relativamente próximos a los centros de consumo. Para hacer referencia a algunas de las principales centrales se puede mencionar Ing. Cassaffouth (1953), Los Molinos N° 1 y N° 2 (1957 y 1958), La Viña (1959) y San Roque (1959), en Córdoba; Álvarez Condarco (1955) y El Nihuil N° 1 y N° 2 (1956 y 1961), en Mendoza y Escaba (1955), en Tucumán.

En este período también ocurren acontecimientos de importancia en términos de preparación de profundas transformaciones energéticas, ya que se gesta la descentralización de la producción hidroeléctrica a gran escala hacia ríos de las cuencas del Plata y del norte patagónico y toma un fuerte impulso el fomento a la investigación y el desarrollo de las energías no convencionales, con epicentro en la tecnología nuclear. En 1957 y 1958, son puestas en funcionamiento sendas comisiones encargadas de elaborar los estudios de factibilidad y de diseñar la ingeniería de los respectivos proyectos hidroeléctricos binacionales de Salto Grande y Yacretá. Con el objeto de desarrollar y manejar el potencial hidráulico de la región del Comahue mediante la construcción de represas es creada en 1967 la empresa Hidronor (Hidroeléctrica Norpatagónica S.A.). Es así que en 1968 arrancan las obras de la Central El Chocón, ubicada en el Río Limay (provincia de Neuquén).

Por último, no debemos omitir que la Argentina, como parte de una decidida acción política pionera en América Latina y en perfecta sincronía con los polos de innovación técnica en el plano mundial, impulsa el Plan Nuclear en el ámbito de la CNEA (Comisión Nacional de Energía Atómica) desde su creación en 1950. Fruto del conocimiento y el trabajo intensivos, en 1958 es puesto en marcha un primer reactor experimental con fines investigativos; entre 1964 y 1965 son llevados a cabo los estudios de factibilidad para la construcción de la que sería la primera planta atómica latinoamericana y en 1968, finalmente, se inician las obras de la Central Atucha I, emplazada en la localidad bonaerense de Lima. Vale aclarar que el desarrollo nuclear no se restringe a la especificidad de su uso energético, sino que implica un tratamiento integral del ciclo industrial del uranio como una totalidad indivisa que abarca desde la posesión de yacimientos de uranio en el propio territorio hasta el procesamiento de los residuos radiactivos, pasando por el desarrollo del conocimiento científico, las plantas de concentración de uranio, las instalaciones de purificación y refinado, la producción de insumos complementarios, las plantas de enriquecimiento y los reactores (de Jorge y Fioritti, 1997, pp. 181-183). Por lo tanto, la política de fomento nuclear impulsó la colaboración activa de diversos puntos del país en los que, a medida que el progreso científico-tecnológico experimentaba saltos cualitativos y las novedosas opciones de desarrollo resultaban factibles, fueron asentándose distintas actividades del ciclo: yacimientos mineros (Córdoba, San Luis y Mendoza, entre los económicamente explotables), plantas de concentración de uranio en las proximidades de los yacimientos (Córdoba capital, Malargüe, San Rafael y Ezeiza) y plantas de producción de radioisótopos y de tratamiento de residuos radiactivos (Ezeiza) (Sitio de la CNEA). La materialización de las primeras centrales atómicas en la etapa siguiente marcaría la pauta para producir avances de suma importancia con el propósito de cerrar el ciclo del uranio dentro del país y afianzar a la nucleoelectricidad como una alternativa tecnológica de la matriz energética argentina.

Segunda etapa (1973-1996): diversificación con base en hidroelectricidad, complementación nuclear y sustitución interna en termoelectricidad

El aspecto general de la matriz eléctrica en la segunda etapa viene representado por tres rasgos esenciales. En primer lugar, por el extraordinario despliegue que tuvo la obra hidráulica en las décadas de 1970 y 1980, que convirtió las aguas fluviales de ciertas regiones extrapampeanas en la fuerza motriz del sector eléctrico que convalida no solo el mayor crecimiento del período en comparación con otros tipos de generación (tanto en términos absolutos como relativos), sino de toda la historia del sistema eléctrico del país. Si tomamos el subperíodo 1973-1987 para ilustrar este asombroso movimiento, la capacidad instalada de la generación hidroeléctrica se multiplica en más de cinco veces, pasando de 1.300 MW a casi 6.600 MW, lo que significa mantener una tasa de crecimiento aritmético anual del 28,75 % en el transcurso de catorce años. En segundo lugar, la concreción del uso de la energía

nuclear como complemento sustancioso de la matriz eléctrica. Tal como comentamos en la anterior sección, el progreso de la tecnología nuclear significó que el ciclo industrial del uranio se desarrollara en el ámbito nacional hacia actividades que hasta entonces dependían fundamentalmente de aportes y servicios procedentes del exterior. Y, tercero, la composición de las fuentes e insumos de generación térmica cambia gracias a la profunda inserción del gas natural como un adecuado sustituto de los combustibles líquidos derivados del petróleo. Por otra parte, no es casualidad que el inicio de esta etapa de diversificación energética coincida en el tiempo con los sucesos del primer *shock* petrolero, acaecido en diciembre de 1973. La comprobación histórica de la vulnerabilidad a la que estaban sometidas las estructuras económicas de las naciones dependientes del abastecimiento exterior de energía reafirmará los motivos que prefiguraron el rumbo de las transformaciones.

Por el efecto combinado de estos subprocesos de reconversión técnica, se logra avanzar hacia un modelo de diversificación de la matriz con bases en el aprovechamiento de las energías renovables tradicionales y de las energías no renovables no convencionales que, al cabo de los veinte años que median entre 1973 y la primera mitad de la década de 1990, produciría un desplazamiento de la generación térmica desde una participación del 90 % de la potencia instalada al 50 %.⁹ De este modo, se consiguió minimizar el peso relativo de la dependencia de los hidrocarburos en el área de generación eléctrica, contribuyendo, por un lado, a disponer de importantes volúmenes de esos recursos para ser usados en otros sectores y aplicaciones menos proclives al reemplazo de las fuentes y, por el otro, a liberar las abultadas partidas presupuestarias comprometidas en la importación de combustible ante la insuficiente producción doméstica. La diversificación de la matriz eléctrica, vale decir, no indujo una sustitución neta de las energías fósiles en su conjunto por la obtenida de otras fuentes primarias o secundarias, aunque en el interior del área térmica sí habrían de darse procesos de sustitución neta entre clases de combustibles (gas por líquidos) y equipamiento que acompañan la consecución de resultados de las políticas de promoción de los hidrocarburos nacionales. Los tres procesos particulares estuvieron enlazados originalmente por el objetivo común de tender hacia la independencia energética del país. Para cumplir con tal fin era menester incentivar el desarrollo autónomo del conocimiento científico-tecnológico local y profundizar la modernización técnica del territorio, dirigiendo ambas iniciativas a concretar el aprovechamiento de las reservas energéticas nacionales más abundantes. Serán años en los que cobrará vigor el tópico “utilizar más de lo que tenemos más y consumir menos de lo que tenemos menos” (Brandt en Rosenfeld, 2003, p. 175).

La valoración, el desarrollo y el uso extensivo de los recursos estratégicos del territorio tuvieron otras implicancias para el suministro eléctrico. Para poder disponer

⁹ Si en lugar de la potencia instalada comparamos datos de generación de la energía, para ciertos años la proyección sustitutiva resulta, incluso, más acentuada. Por ejemplo, en 1984 y en 1985, años de alta hidráulicidad, el aporte de la generación térmica resultó ser inferior al 40 % del total producido en el país.

de la energía producida en puntos distantes al de la demanda era necesario tender las líneas de transmisión en alta tensión para interconectar los sistemas regionales aislados, o crearlos en aquellas zonas de extracción y producción potenciales en las que no existía la infraestructura básica, y conformar un verdadero sistema nacional. Los montajes asociados a la diversificación de la matriz eléctrica, por lo tanto, anudan varios aspectos de la modernización técnica y la calidad del servicio porque posibilita un uso más racional de los recursos, aumenta los niveles de la potencia de reserva por medio de la vinculación de nodos, crea márgenes de maniobra para responder ante fallas o cumplir con los calendarios de mantenimiento y mejora la confiabilidad del sistema.

La puesta en funcionamiento de las tres primeras turbinas de la represa de El Chocón, con sus 600 MW totales, constituye el puntapié inicial de una ola de realizaciones técnicas en el área de la generación hidroeléctrica que, a partir de 1973, aumentó de manera pronunciada la escala de la producción de energía, posicionando rápidamente a este tipo de generación en el centro de la escena.¹⁰ Los grandes proyectos de infraestructura para el aprovechamiento hidráulico tienden a inscribirse en una concepción de manejo integrado de cuencas hidrográficas. Formando sistemas técnicos polifuncionales, los conjuntos de obras pueden responder simultáneamente con eficacia ante diferentes retos que se plantean en el marco normativo del desarrollo regional, que exceden la especialización productiva basada en la generación eléctrica: regulación de caudales, riego, facilitación de la navegabilidad, turismo y recreación, entre otros. A su vez, conforme aumenta el tamaño de las infraestructuras –y considerando que, aparte de los efectos perjudiciales de tal implantación, su emplazamiento certero pretende multiplicar los efectos deseados por el plan de acondicionamiento técnico sobre las dinámicas naturales locales–, su impacto ambiental también se incrementa. La fisonomía y la ecología de extensos espacios geográficos se ven, entonces, fuertemente alteradas.

La inauguración de la central El Chocón fue seguida por la entrada en servicio de una serie de plantas hidroeléctricas impulsadas por las empresas estatales Agua y Energía e Hidronor y los entes binacionales constituidos a tal fin. En la región del Comahue se irán sucediendo las obras que luego compondrían el Complejo El Chocón-Cerros Colorados, localizado en las cuencas de los ríos Limay y Neuquén: Planicie Banderita (1978), Arroyito (1983), Alicurá (1984) y, más tarde, Piedra del Águila (1993).¹¹ En Chubut, como parte de la expansión de la matriz hacia el sur del país, se produce en 1978 la habilitación de la central Futaleufú, en el río homónimo, que se construye con el objetivo primario de alimentar con energía eléctrica a la fábrica de aluminio Aluar S.A. de Puerto Madryn. En 1979, comienza a despachar energía la represa binacional de Salto Grande, construida

¹⁰ Tomamos el año 1973 como primera referencia anual de relevamiento estadístico de la actividad comercial de El Chocón, aunque su habilitación se fecha el 22 de diciembre de 1972.

¹¹ Indicamos solo obras de producción de energía y omitimos otras destinadas al control de caudales que integran el complejo técnico.

a partir de 1974 por los gobiernos de la Argentina y Uruguay (aunque planificada y gestionada con muchas décadas de antelación) en el Río Uruguay, en cercanías de la localidad de Concordia (Entre Ríos). A finales de 1973, sendos mandatarios de la Argentina y Paraguay firmaron el tratado que encomendó la construcción de la megarepresa hidroeléctrica Yacyretá-Apipé en el curso del Río Paraná, frontera norte de la provincia de Corrientes. En los nodos tradicionales de la hidroelectricidad, atendiendo a las necesidades energéticas regionales y nacionales, también son construidas e ingresadas en servicio algunas obras de importancia, como Cabra Corral (1978) en Salta, Agua del Toro (1982) y Los Reyunos (1983) en Mendoza y Río Grande (1986) en Córdoba.

El acondicionamiento técnico de los nodos tradicionales no impidió, sin embargo, que el centro de la producción hidroeléctrica se desplace hacia las regiones incorporadas por la nueva división del trabajo del sector eléctrico: Comahue, Litoral y Patagonia. Con el solo ingreso de la planta de El Chocón, en 1973, Neuquén se volvió la principal provincia hidroeléctrica, significando el 46 % de la potencia instalada del país en dicho rubro. Para 1981, sumando el ingreso a pleno del complejo de El Chocón-Cerros Colorados, otras centrales del Comahue, Futaleufú y Salto Grande, la potencia de esta agregación superó el 81 % de la potencia hidráulica total, en tanto que la centralidad del eje Córdoba-Mendoza cayó al 12 % de la participación, para recuperarse hacia 1987 alrededor del 25 %, una vez producida la habilitación de las primeras centrales hidráulicas de bombeo, lo que supone un incremento definido mediante innovación tecnológica. Hacia el cierre de esta etapa, tienen lugar los últimos saltos discretos de capacidad al ponerse en funcionamiento dos poderosas represas en el bienio 1993-1994, ingresan en servicio los cuatro grupos de Piedra del Águila, que suman 1.400 MW y entre 1994 y 1998 son ingresados diez grupos de Yacyretá que, funcionando a cota reducida (76 m s.n.m.) entregan 930 MW correspondientes a la mitad argentina del tratado binacional. Cabe señalar que en el gráfico existe un sobredimensionamiento de la potencia hidráulica efectiva, inducida por la inclusión de la potencia nominal de Yacyretá. El tamaño de esta obra, comparativamente mayor a todas las demás, amplifica la distorsión de los valores relativos entre ambos indicadores. No obstante, el uso de la potencia nominal es el criterio seguido por la Secretaría de Energía en la elaboración de informes estadísticos para el relevamiento de la potencia instalada de todas las centrales eléctricas. Aquí deben agregarse dos centrales hidroeléctricas menores, Piedra Moras (1995) y Casa de Piedra (1996). El año 1996, establecido como punto culminante de la segunda etapa, representa el de mayor participación de la potencia hidroeléctrica en la historia del sector, con el 45,5 % del total. La estructura geográfica de la rama de la generación hidráulica consolidada entre las décadas de 1970 y 1990 es la que se conserva hasta hoy.

El segundo proceso transicional viene de la mano de la nucleoelectricidad. En 1974, se inaugura la primera central atómica argentina (y de América Latina), Atucha I, con 370 MW de potencia y, en 1984, quedó habilitada para comenzar a

operar comercialmente la segunda central de este tipo, Embalse Río Tercero, en la ciudad cordobesa de Embalse, que aporta 648 MW adicionales a la red nacional. A mediados de la década de 1980, sumando 1.018 MW nominales, la energía nuclear representó casi el 8 % de la potencia instalada total. Si bien el valor de esta participación cae a medida que la potencia total del sector crece, sin que nuevas centrales atómicas sean construidas, es preciso indicar que, tratándose la nucleoelectricidad de una modalidad de la generación de base, la cantidad de energía eléctrica que es inyectada al sistema tiende a resultar proporcionalmente mayor a la potencia instalada, lo que pondera su papel en la programación de los suministros.¹² En 1980, es encargada la construcción de la tercera central, Atucha II, a ubicar en predios del complejo atómico de Lima. Tal como había sido previsto, las obras empezaron al siguiente año, pero las circunstancias críticas que vivió la economía argentina y las decisiones gubernamentales en favor del desmantelamiento del sector atómico (Bernal, 2014) llevaron a demoras en su realización hasta que el proyecto fue oficialmente abandonado en 1995.

Tanto Atucha I como Embalse fueron diseñadas para funcionar con base en el consumo del uranio natural extraído de los yacimientos locales y procesados en instalaciones de la CNEA. La apuesta por esta alternativa tecnológica evitaba que el suministro de combustible dependiera del selecto grupo de países proveedores de uranio enriquecido que componen el mercado mundial, aunque este había comenzado a adquirirse para realizar actividades de investigación, aplicarlo en áreas no vinculadas con la energía y, después, para utilizarlo en reactores de las centrales nucleares en mezcla con el uranio natural. Para la década de 1970, el enriquecimiento del uranio era todavía una tecnología no dominada por la ciencia y la industria nuclear argentinas. Pero en la siguiente década, y atendiendo a las dificultades originadas por el *shock* petrolero de 1973, que obligó a los países exportadores a interrumpir el aprovisionamiento de prácticamente todos los insumos energéticos para asegurar los propios consumos, la CNEA desarrolló un método que le permitió obtener uranio levemente enriquecido para alimentar los reactores para la producción eléctrica en la planta de Pilcaniyeu, en la provincia de Río Negro. Lo que motiva el avance en el ciclo del uranio es que el enriquecimiento aumenta el rendimiento en la generación de energía eléctrica, reduciendo la cantidad de residuos por unidad de energía producida y ayudando a preservar las reservas uraníferas del país (sitio de la CNEA). Otro punto alto del desarrollo nucleoelectrico argentino, aunque también sufrió postergaciones y desatinos de gestión, se halla en la creación de la planta elaboradora de agua pesada de Arroyito (provincia de Neuquén).

¹² Para ejemplificar, en 1985, mientras que la potencia instalada del parque nuclear se ubicó en el 7,3 % del total, la energía generada participó con el 14 % del total. En los años 1990 y 1991, con menos del 7 % de la potencia instalada, aportó el 15 % de la generación, y a lo largo de la serie anual de esa misma década, con la reducción constante de la participación de la potencia instalada (toca un mínimo de 4,4 % en 1999), la generación no descendió del 10 %.

El tercer cambio remarcable de esta etapa se evidencia en el segmento de la generación térmica. En principio, debemos recordar que la potencia instalada de este tipo crece en valores absolutos y decrece en términos relativos. Pero el mantenimiento al alza de la termoelectricidad viene de la mano de la inserción del gas natural, que trepa desde una modesta participación del 20 % en 1972 hasta el 85 % en 1995, siguiendo una trayectoria prácticamente lineal. En contrapartida, los combustibles líquidos, reflejando una correlación inversa, rebajan su contribución. El fueloil, la manufactura predominante de las décadas precedentes, lo hace del 57 % de 1973 a un magro 6 % en 1995 y los combustibles líquidos minoritarios –diesel y gasoil–, del 14 % al 3 % en el mismo período (en este caso, pasando por un máximo ocasional del 17 % en 1979). La sustitución del combustible implica la modificación o el agregado del equipamiento de generación eléctrica. La instalación de turbinas a gas complementa o suple a las usinas a vapor o estas se readaptan para quemar gas, además de fueloil. La profundización de este proceso, iniciado en la primera etapa, responde al hallazgo del megayacimiento de Loma La Lata en la cuenca neuquina durante el bienio 1975-1977. A través de la explotación de esa abundante reserva se impulsó el consumo de gas natural, no solo como un importante componente de la matriz eléctrica sino de la matriz energética en general, al punto de convertirse en la fuente principal de la oferta primaria de energía del país hacia el año 2000. Como un residuo de la primera etapa, la participación del carbón preserva una media en el orden del 4 % entre 1973 y 1995 correspondiente al consumo de la central de San Nicolás.

Desde un punto de vista espacial, la sustitución de derivados del petróleo por gas natural en la generación de electricidad no provoca una reconfiguración de la división territorial de esta rama, tal como sucede en la rama hidroeléctrica. Esta reconversión tecnológica, más bien, reafirma el carácter del esquema espacial que ya había sido trazado por el despliegue de la industrialización sustitutiva de importaciones, debido a que la incorporación masiva del gas quedará subordinada a la morfología radial de la red de gasoductos troncales que transportan el fluido hacia el centro de la demanda nacional. No obstante, por efecto de la evolución económica y demográfica, la paulatina expansión de las redes de gas natural hacia los núcleos urbanos de segundo y tercer orden permitirá al sector eléctrico de dichos espacios disponer de este combustible. Finalmente, la adopción técnica se efectúa por dos vías no excluyentes. Por un lado, mediante la ampliación de capacidad de las plantas preexistentes de la provincia de Buenos Aires y de los centros regionales (Córdoba, Mendoza, Tucumán, Salta), instalando nuevos grupos generadores junto a los viejos. Por el otro, construyendo centrales equipadas con nueva tecnología allí donde el creciente consumo de energía derivado del crecimiento urbano, una vez establecida la red de gas natural, promueve la adquisición de medios más económicos para satisfacer la demanda de electricidad.

Tercera etapa (1997-...): refosilización y diversificación complementaria no convencional de baja intensidad

La tercera y última etapa de transición electroenergética está marcada por las contradicciones y la turbulencia emanadas de la reestructuración del sector que se lleva a cabo a nivel nacional a partir de 1992 –y en numerosos ámbitos provinciales que a lo largo de esa década adhieren al cambio de esquema– incluyendo en este proceso particular de desarrollo las modificaciones que se irán produciendo después del colapso social y económico de 2001 y que pretenden adecuar la configuración productiva sectorial y el modelo de gestión energética a las pautas de un renovado régimen de acumulación.

Ubicamos el inicio de la etapa en 1997, año en el cual las fuerzas desplegadas por las reformas, luego de un corto lapso de instrumentación, revierten la tendencia ascendente en la participación de la hidroelectricidad para propiciar en su lugar un uso extensivo de los hidrocarburos (líquidos y gaseosos) que llevará a reposicionar el liderazgo de la generación térmica. En otras palabras, la estrategia de crecimiento basada en la diversificación energética que había sido promovida en décadas anteriores es reemplazada por otra opuesta y regresiva –en clave de transición– basada en la *refosilización* de la matriz eléctrica, esto es, una vuelta a la dependencia de combustibles fósiles.

Comparando la distribución porcentual de la matriz eléctrica entre 1996 y 2015, la participación de la potencia instalada térmica crece en más de 14 puntos, la hidráulica disminuye en 14 puntos y la nuclear vuelve a ubicarse sensiblemente por encima del 5 % que conservaba a mediados de los noventa. Si analizamos ahora la evolución de cada una de las principales series podemos constatar que la composición presente de la matriz eléctrica es el resultado conjugado de dos subprocesos. Primero, la potencia instalada térmica experimenta un muy alto crecimiento, alcanzando a más que duplicarse a lo largo del período. Este crecimiento no ha sido continuo, sino escalonado en dos fases: en 1994-2001, con una tasa de crecimiento aritmético acelerada del 10 % anual y en 2008-2013, con una tasa del 5,7 %. Ha mediado entre ambas fases un duradero lapso de estancamiento comprendido entre 2002 y 2007, común a todo el segmento de la generación eléctrica. La profundización de la termoelectricidad se ve reflejada también en una mayor participación en la torta de la energía generada, con un pico del 70 % en 2012. Segundo, los restantes tipos de generación ven detener su marcha en favor del vigoroso ascenso de la potencia térmica: desaceleración en el otrora pujante desarrollo hidroeléctrico, que culmina en crecimiento casi nulo a partir de 2009 e incrementa la potencia instalada en un modesto 14,6 % punta a punta y conservación del valor constante de 1.018 MW en la nucleoelectricidad desde 1984 hasta 2015, año en que trepa a 1.775 MW gracias a la entrada en servicio de Atucha II, la tercera planta nuclear con que cuenta el país. Para completar el cuadro de situación, debemos mencionar que las energías renovables no convencionales, fundamental-

mente representadas por la energía eólica y solar fotovoltaica, si bien empiezan a percibir estímulos para su desarrollo en la década de 1990, estos aún resultan insuficientes y los logros obtenidos distan mucho de las metas propuestas. Según datos del año 2015, tomadas en grupo, estos tipos de energía apenas suman el 2 % de participación en los totales nacionales de potencia instalada y de generación.

Pues bien, ¿qué factores explican el giro de las dos pasadas décadas y cuáles son las formas técnicas específicas que el mismo asume en la matriz eléctrica? Dado que no es objeto del artículo analizar “modelos de gestión” o “arreglos institucionales” del sector ni detenernos en el estudio pormenorizado de los mecanismos que propulsaron cambios en la matriz eléctrica, pero entendiendo que es imprescindible hacer presentes algunos de sus principios organizativos para comprender las dinámicas particulares que acontecen en la etapa vigente, nos limitaremos a reseñar brevemente los atributos directamente asociados con los rasgos salientes de la transición para continuar luego con la descripción.

La reforma del sector eléctrico argentino fue la respuesta a la crisis del abastecimiento de fines de la década de 1980 y estuvo centrada en los siguientes principios: i) retiro del rol empresario del Estado y de su responsabilidad como principal agente en la planificación, papeles que había protagonizado durante más de cuarenta años, reservándole las funciones de control y regulación; y ii) segmentación de actividades productivas del sector (generación, transmisión y distribución) y división horizontal de las grandes empresas públicas, iii) creación de un mercado mayorista de la energía (MEM) e introducción de mecanismos de competencia cada vez que fuese admisible y iv) privatización de unidades de negocio surgidas de la desmembración de empresas públicas. Liberalización, mercantilización y privatización son tres caras de un mismo modelo de gestión que transformó radicalmente el sentido político de la energía y la lógica de desarrollo del sector eléctrico. El por entonces Secretario de Energía Ing. Carlos Bastos decía que “está cambiando el punto de vista de que la energía es un bien estratégico (...). Por ser la energía un bien económico más, debe someterse a todas las reglas que se aplican a otros bienes económicos, para lograr el máximo bienestar de la sociedad” (ENRE, 1994, p. 2). Consecuencias de este cambio estructural se identifican —entre otras— en la diferencial valoración de las fuentes de energía y en la reconversión técnica del área de generación.

La reforma del sector eléctrico hizo posible la inyección de la inversión privada que se estimaba indispensable para capitalizar su estructura productiva, sobre todo en el alicaído segmento de la generación eléctrica y sacar al sistema de suministro de la crisis en la que se hallaba sumergido. Al sustentarse en la fragmentación, el rediseño permitió a los agentes económicos interesados en el mercado eléctrico distinguir entre oportunidades de negocio rentables y no rentables, de modo que dirigieron inversiones hacia aquellas que aseguraban un rápido retorno del capital. Dicho con otras palabras, el esquema económico de la reforma interrumpió las inversiones estratégicas a largo plazo que habían prevalecido en las décadas anteriores y que

resultan indispensables en la promoción del desarrollo socioeconómico del país. Una parte de las unidades de generación simplemente fue transferida a manos del capital privado para continuar operando las estructuras productivas en idénticas condiciones de la adquisición, es decir, sin producir ningún aumento de la capacidad de generación, tal es el caso de las hidroeléctricas. Ahora bien, con respecto a la expansión del parque generador, que es el fenómeno que en definitiva impulsará la tercera etapa de la transición, esta obedeció a la combinación de dos efectos: la construcción de nuevas usinas térmicas –en principio, a cargo del dinamismo del capital privado y, después de la parálisis de 2002-2007, por medio de variadas iniciativas públicas, privadas y mixtas– y la repotenciación tanto de las centrales térmicas preexistentes privatizadas como, en lo sucesivo, de las nuevas centrales.

Cada una de las dos fases expansivas de la generación térmica halla sus razones específicas en la estructuración de respectivos entornos operativos. La primera fase (1994-2001) tiene lugar en el apogeo de la orientación mercantil del sistema energético. Las decisiones de inversión que condujeron a la ampliación del parque térmico estuvieron estrechamente vinculadas a la análoga desregulación de la industria del gas y a las posibilidades de maximización de la eficiencia y la competitividad mediante la innovación tecnológica de los ciclos combinados. Desde un punto de vista normativo, la vinculación intersectorial fue materializada por medio de la transgresión de las cláusulas antimonopolio contenidas en los marcos regulatorios de ambas actividades, cuestión que habilitó la integración vertical y la concentración económica en el sector. La explotación en origen de los recursos gasíferos y el aprovechamiento de la capacidad de transmisión en alta tensión hacia el centro de cargas del sistema incentivaron el emplazamiento de usinas térmicas en las regiones del Comahue (Alto Valle, Agua del Cajón, Loma de la Lata, Filo Morado, Termo Roca) y Noroeste (Tucumán, San Miguel de Tucumán, Salta Termoandes), mientras que la existencia de contratos de compra de gas a bajo precio como resultado de la subutilización de gasoductos en determinadas épocas del año, junto a las restricciones del transporte eléctrico que provocó la sobreinversión en generación en las zonas de extracción, promovió la localización y repotenciación de centrales térmicas en Buenos Aires y el Litoral (Costanera, Genelba, Tenaris Siderca, La Plata Cogeneración, Nuevo Puerto, Dock Sud, entre otras) (Romero, 1998; Furlan, 2015). La corriente de inversiones en termoelectricidad trajo aparejado la apertura al proceso de modernización basado en la instalación de equipos de ciclo combinado. Esta tecnología es la que encabeza el crecimiento de la infraestructura del parque térmico desde la segunda mitad de la década de 1990, pasando de una magra participación del 2,3 % en 1996 a un muy considerable 46,3 % en 2001, para estabilizarse alrededor del 50 % luego de los años del estancamiento. Debe destacarse que, al centrarse en los efectos de una decisión individual informada por la emisión de señales económicas favorables en reemplazo de la coordinación centralizada de decisiones de conjunto, la liberalización del mercado eléctrico también estimuló una sobreinversión en el área de generación que ayuda a explicar los incrementos de la capacidad instalada.

La segunda fase (2008-2013) está predefinida por el estado de emergencia electroenergética que suscita la parálisis de la generación, provocada por el impacto sectorial diferencial del régimen de acumulación de capital implantado a partir de 2003. Durante algún tiempo, el abastecimiento eléctrico tuvo como respaldo la sobrecapacidad existente de generación. Pero una vez que el uso de las reservas de potencia tocó su límite, era imperativo promover inversiones que acompañasen el sostenido aumento del consumo eléctrico. Frente a los cortos plazos que exigen su instalación y entrada en servicio y por los elevados niveles de confiabilidad y disponibilidad que posee en comparación con otras soluciones técnicas, la generación térmica volvió a recibir impulso en el marco institucional del Plan Energético Nacional (PEN) lanzado en 2004.

Para concretar el repunte del área de generación en un contexto económico y financiero adverso para las expectativas de la libre iniciativa privada¹³, se aplicaron diferentes medidas algunas de carácter preferentemente duradero, otras de carácter paliativo, que podemos reconocer en cuatro líneas específicas de gestión. Uno, el despliegue de inversión pública en obras contempladas en la versión original del PEN que entran en servicio a partir de 2008: construcción de las centrales Ensenada de Barragán, Brigadier López y Pilar y repotenciación de la central Villa Gesell (Bernal y De Dicco, 2013). Dos, los programas de Generación Distribuida I, II, III y IV que ENARSA impulsó desde 2008, planteados como soluciones de emergencia ante los atrasos en obras de infraestructura de mediana y alta potencia y mediante los cuales se instalaron 72 usinas transportables de baja potencia en 18 provincias por un total de 1.265 MW (sitio de ENARSA). Tres, en un lineamiento de actuación mixta encarado desde 2002 fue planificada la construcción de grandes centrales térmicas con un esquema de financiamiento basado en la capitalización de las deudas que CAMMESA mantenía con agentes generadores a través del FONINVEMEM (Fondo para Inversiones Necesarias que permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista) (Klitenik *et al.*, 2009). Como resultado de estas operaciones se construyeron dos modernas centrales de ciclo combinado (San Martín y Belgrano) que desde el año 2010 aportan 1.660 MW al sistema. Y cuatro, el Programa Energía Plus, lanzado en 2006, estimuló a los inversores privados a construir y ampliar centrales –en su mayoría, térmicas de mediana y alta potencia– garantizando la compra de la electricidad a suministrar a un precio por encima del precio *spot máximo* (Schneider, 2008). Hasta hoy, por medio de este programa se han instalado unos 2.000 MW de potencia (Bernal y De Dicco, 2013).

¹³ Como parte de las pautas del régimen de acumulación que se implanta en la Argentina a partir de 2003, la Secretaría de Energía estableció un precio *spot máximo* inferior al precio de equilibrio, lo cual desalentó inversiones en nueva generación (Stábile, 2011). A ello debe sumarse, entre los principales factores: el encarecimiento de costos operativos (fuerza de trabajo, insumos importados, etc.) a causa de la devaluación y del avance del proceso inflacionario, las dificultades de acceso al crédito y la necesidad de enfrentar deudas contraídas en dólares en una estructura pesificada, el movimiento alcista que los precios internacionales del petróleo experimentan entre 2005 y 2014 y la incertidumbre sobre la política de subsidios aplicada para compensar la divergencia de los precios relativos.

La síntesis geográfica de la generación térmica en esta tercera etapa muestra la convergencia de dos procesos espaciales. El efecto de la liberalización del mercado eléctrico conlleva un resurgir de fuerzas concentradoras de la actividad en los núcleos de la producción de termoelectricidad forjados o consolidados en las etapas previas y a la formación de un nuevo centro, el Comahue. Se trata de localizaciones en zonas que favorecen el acceso directo a los hidrocarburos o de localizaciones condicionadas por el trazado de la red de gas natural y su capacidad de carga. Cualquiera sea el caso, esta formación resultante atañe, sobre todo, al montaje de centrales de alta potencia que buscan localizaciones competitivas para ingresar al mercado. El segundo proceso, más cercano en el tiempo, es un emergente del estado de crisis del sector eléctrico. El enorme despliegue de usinas de generación térmica distribuida, cuya subsistencia en el tiempo parece contradecir el presunto carácter transitorio originalmente asignado, ha llevado a la multiplicación de nodos de la producción eléctrica en la red. De modo que la fisonomía de las redes eléctricas se ve afectada por la descentralización y la densificación de la actividad de generación.

El movimiento regresivo hacia la dependencia hidrocarburífera, además, está caracterizado por cambios significativos en relación con el consumo de los combustibles fósiles y que demarcan un comportamiento diferenciado entre la primera fase expansiva de la generación térmica, por una parte y el período que abarca las fases de estancamiento y de segunda expansión, por la otra. El crecimiento de la década de 1990, signado por el *boom* de los ciclos combinados, se apoyó en la explotación intensiva del gas natural. Durante estos años fue completado el extendido proceso de inserción del gas natural en la matriz eléctrica argentina que había empezado en 1960. La participación del gas en la generación eléctrica pasó del 72 % en 1992 al 9 % en 2002, logrando una sustitución neta de casi todo el combustible líquido previamente destinado a ese fin. De allí en adelante, en cambio, las tendencias descritas se revierten. Si bien el consumo de gas natural más que se duplica entre 2002 y 2015, al compás del crecimiento de la tecnología de ciclo combinado, que llega a constituir la mitad de la potencia instalada térmica en el último año de la serie, en dicho período también inicia una fase declinante que lo lleva a perder 30 puntos hasta ubicarlo en el 69 % de participación en 2015. La porción restante es cubierta por combustibles líquidos, fueloil y gasoil que, en sendos casos, repuntan del 1 % en 2002 a valores pico del 17 % en 2012 el primero y del 13 % en 2013 el segundo y por una fracción minoritaria de carbón, ubicada en 3 % desde 2005.

Las razones de esta inflexión deben buscarse en los problemas concatenados de escasez del gas natural que sufre el país desde 2004, expresado en el declive de la producción doméstica; un pesado lastre vinculado con la gestión dispendiosa e irracional de los recursos estratégicos que promovió la desregulación de la industria gasífera en la década de 1990 y con el gradual agotamiento de las reservas convencionales. El modelo de gestión de los hidrocarburos instaurado en la década de 1990 decretó la libre disponibilidad de estos bienes y de la mayor parte de las

divisas obtenidas por exportación, liberó los precios del mercado y fijó gravámenes de exportación significativamente inferiores a los que regían la actividad en otros países del mundo. El modelo incentivó niveles de extracción del gas que no se corresponden con los modestos niveles de reserva que posee el país en el plano internacional.¹⁴ Como resultado de este esquema de funcionamiento, en 2000 se registró el pico de reservas y en 2004 se produjo el pico de producción; la disponibilidad del gas pasó, así, de un horizonte de 45 años promedio en la década de 1980 a 8 años en 2014 (IAPG, 2015). Los desequilibrios comerciales se agudizaron por el sostenido aumento de la demanda de energía que vivió el país desde 2003 hasta 2011. Para compensar el déficit, la Argentina recurrió indefectiblemente a la importación, tanto del gas natural de Bolivia transportado por gasoductos como de combustibles líquidos y, desde 2013, de GNL (Gas Natural Licuado). Los acotados tiempos de la persistente urgencia del sector han contribuido a originar un círculo vicioso en el que las soluciones cortoplacistas ensayadas para la producción de electricidad realimentan positivamente la crisis energética.

El consumo del gasoil se dispara con los programas de generación térmica distribuida aplicados por ENARSA y otras empresas u organismos que apelan a dicha estrategia para dar atención inmediata a los puntos críticos del sistema. Es así que la tendencia dominante de incorporación de ciclos combinados, que maximizan el rendimiento del combustible, se ve atravesada por una tendencia opuesta de consumo nada despreciable de combustibles que poseen poder calorífico inferior. El aumento en el uso de fuentes de menor calidad se constata aun cuando las usinas que las emplean representan porciones menores de la potencia instalada. Podemos ver con nitidez este fenómeno en el ejemplo de la generación diesel, que con el 7 % de la potencia instalada del parque térmico –según datos de 2012– consumió el 11 % del combustible. La refosilización de la matriz eléctrica lleva adosada, entonces, una intensificación del “ensuciamiento”.

Para finalizar, veamos cuál es la contracara del dominio termoeléctrico en la evolución de otros tipos de generación. La visión del desarrollo hidroeléctrico que a simple vista devuelve la serie de potencia instalada requiere precisiones, ya que la temporalidad del proceso de modernización técnica va “a caballo” de la reforma eléctrica, hecho decisivo de las definiciones de la tercera etapa. Las turbinas de Yacyretá, la obra de generación de electricidad más importante del país, son puestas en funcionamiento de modo secuencial durante el período de auge de las reformas estructurales. También la central del Comahue Pichi Picún Leufú ingresa en servicio en 1999, luego de su privatización. Sin embargo, ambos emprendimientos fueron gestados con décadas de antelación y han trascendido en el tiempo como herencia de la planificación y las inversiones de las empresas o entes

¹⁴ Como resultado de este esquema de funcionamiento, en 2000 se registró el pico de reservas y en 2004 se produjo el pico de producción; la disponibilidad del gas pasó, así, de un horizonte de 45 años promedio en la década de 1980 a menos de 8 años en 2013 (IAPG, 2014).

precedentes del modelo de gestión estatal. El encendido de las últimas turbinas de Yacretá (1997-1998) y de Pichi Picún Leufú cae formalmente dentro de la tercera etapa, pero no es menos cierto que la radicalidad de los cambios introducidos al comienzo de la misma impone unos ejes de crecimiento del sector energético que no concuerdan con el sentido requerido para impulsar grandes obras hidráulicas, por lo que creemos adecuada la salvedad de considerarlas como eslabones finales de un proceso de desarrollo productivo perteneciente a la segunda etapa. Un sentido análogo le cabe a los restantes incrementos de la potencia hidráulica que se observan hasta 2002 –El Tunal (1998), Las Maderas (2001) y Cacheuta Nueva (2002) – casos alejados del nivel de impacto que recibió la generación térmica. Una vez pasado el apogeo del modelo de la reforma, sucederán otros hitos que vale mencionar. Entre las medidas y los objetivos del PEN se incluyó la finalización de obras necesarias para lograr el aprovechamiento energético máximo de Yacretá, que consistió en la elevación del embalse a su cota máxima (de 76 a 83 m s.n.m.), lo cual fue conseguido en febrero de 2011. Además, como parte del programa de nuevas centrales del PEN, se construyó la represa hidroeléctrica Los Caracoles en la provincia de San Juan, ingresada en servicio en 2009. Al margen de estas obras y de pequeñas variaciones en la potencia instalada debidos en su mayoría al cambio de equipamiento producido en algunas centrales preexistentes, desde principios del siglo XXI el desarrollo de la generación hidráulica padece una duradera falta de estímulo.

La década de 1990 también constituye un momento de cercenamiento de las bases del desarrollo nuclear. La parálisis del sector atómico se inscribe en la disolución de puntos de conflicto con Estados Unidos, que, colocando todo tipo de aplicación atómica en un mismo plano, presionó a la República Argentina para que suscribiera el Tratado de No Proliferación, a la vez que desde el gobierno de Carlos Saúl Menem, en un marco de alineamiento estratégico y fortalecimiento de las relaciones bilaterales, se accedía a peticiones de la potencia hegemónica (Campbell, 2010; Hurtado, 2010). En 1994, hubo un intento de privatización de las centrales nucleares, que nunca llegó a concretarse, y a partir de 1997, se llevó adelante una reestructuración de la CNEA que implicó fuerte recorte presupuestario, reducción del personal y pérdida de capacidad para generar recursos propios (Roca, 2009). A través del PEN y el Plan Nuclear Argentino, lanzado en 2006, comenzó a reactivarse el desarrollo nuclear, que permitió retomar actividades del ciclo uranífero que se encontraban diezmadas y concretar significativos avances. El hito sobresaliente de la etapa es, sin duda, la puesta en marcha de la tercera planta de nucleoelectricidad del país, Central Nuclear Néstor Kirchner (ex Atucha II) en 2014 y con ingreso comercial en 2015, que aporta 745 MW al sistema y eleva la participación de la potencia instalada de este tipo al 5,4 % del total (CNEA, 2015). Otras iniciativas relevantes de los años del renacer de la industria nuclear a mencionar son: el apoyo al proyecto CAREM (Central Argentina de Elementos Modulares), que incentivó el diseño y fabricación nacional de reactores nucleares; la recuperación de las tareas de exploración uranífera y la recuperación de la tecnología de enriquecimiento de uranio.

Del lado de las energías renovables no convencionales, por último, a pesar de las medidas que se han aplicado para promoverlas, la Argentina todavía mantiene un gran atraso relativo respecto del potencial que poseen sus recursos naturales. También cabría calificar la situación como de “atraso” si se cotejan los resultados obtenidos por otros países no desarrollados de la región. Desde la primera mitad de la década de 1990, se han instalado aerogeneradores y paneles fotovoltaicos de baja potencia en zonas del país propicias a la captación y aprovechamiento de las energías del viento y del sol, destinados prioritariamente a la atención de mercados aislados o locales. Los escasos niveles de inserción de estas tecnologías en la matriz y la parálisis que sufre como consecuencia generalizada de la crisis de 2001-2002, condujeron a la sanción de la Ley Nacional 26190/06 y a la implementación del Programa GENREN en 2009 –enmarcado en dicha legislación–, sendos instrumentos de fomento de la producción eléctrica a partir de la utilización de fuentes renovables. En 2009, se licitaron 900 MW del GENREN, de los cuales, a fines de 2014, algo menos de 200 MW había empezado sus actividades comerciales (sitio de ENARSA). Con ello, el total de energía renovable no convencional del país ascendía a 223 MW.

Estos proyectos permitieron pasar de una contribución del 0,1 % en 2010 al 2,1 % en 2015, es decir que si bien el subconjunto de las energías renovables no convencionales se multiplica varias veces, todavía representa valores marginales en la matriz eléctrica. Por lo tanto, la generación distribuida proveniente de fuentes renovables, a contrapelo de los procesos de fraccionamiento y descentralización que están tomando vuelo en el mundo (Energy Cities, 2011; Nizovoy y Fröhlich, 2011) cede terreno ante la introducción de equipos de generación térmica, tecnología extendida en toda la gama de potencias.

Conclusiones

La inspección del proceso de transición energética en la matriz eléctrica argentina en el período que abarca desde 1950 hasta el momento actual revela la existencia de tres etapas claramente diferenciadas en la composición de fuentes y técnicas de generación eléctrica y, junto a ello, en la organización espacial del proceso económico de la electricidad. Como nota sobresaliente de la caracterización debe señalarse que las tres etapas de transición identificadas componen una secuencia con movimientos de avance y retroceso en relación con la dependencia de combustibles fósiles.

La primera etapa se inscribe en el tramo final de la “era fósil”, una larga trayectoria

PRIMERA ETAPA

Esquema descentralizado con sistemas locales y regionales aislados asociados a centros urbanos



SEGUNDA ETAPA

Esquema radial con especialización productiva en determinadas regiones



TERCERA ETAPA

Esquema mallado con especialización regional, concentración termoeléctrica de alta potencia, masificación de generación térmica distribuida y dispersión de renovables no convencionales

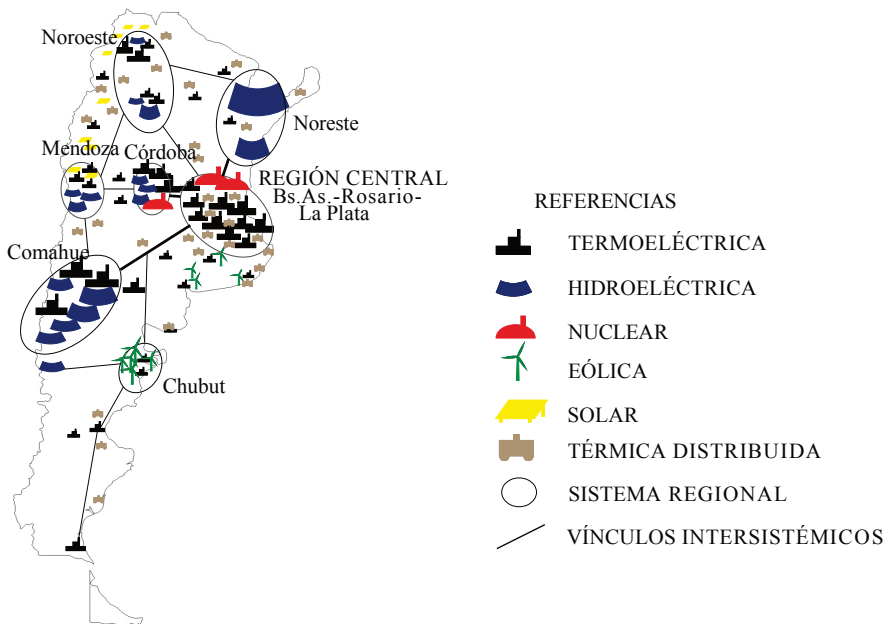


Figura 3. Esquemas espaciales de la matriz eléctrica argentina según etapas evolutivas. Fuente: elaborado por Furlan.

abierta remotamente a finales del siglo XIX que tiene al carbón y a los derivados del petróleo como protagonistas indiscutidos del sector y a la hidroenergía como complemento minoritario. La etapa de predominio fósil se cierra a principios de la década de 1970 para dar paso a otra de diversificación energética basada en el uso a gran escala de la energía hidráulica, el desarrollo de la energía nuclear y la sustitución de combustibles líquidos por gas natural. Desde finales de la década de 1960, la matriz eléctrica reflejaba una adaptación incompleta con respecto a los requerimientos en la dotación de energía que exigía la vigente fase de industrialización sustitutiva, ya en un estadio de suficiente madurez. De ahí que, a medida que el sistema eléctrico evoluciona y se expande, como proceso particular de la onda progresiva del proceso de industrialización, nuevos recursos energéticos son valorizados e internalizados en el área de la generación, minimizando la dependencia de energía fósil del país. El cambio técnico que trae la innovación también es, por lo tanto, un cambio espacial bastante radical en el que nuevos nodos y secciones de la red eléctrica, creados por la explotación *in situ* de los recursos que van siendo incorporados al proceso económico de la electricidad, dan forma específica a la modernización del territorio nacional. El vuelco hacia la generación hidroeléctrica de gran escala, sobre todo, define una estructura espacial con regiones netamente exportadoras de energía (producen más de lo que consumen) y regiones netamente importadoras (consumen más de lo que producen). Esta división territorial de la rama se consolida en la década de 1980 y, en sus líneas generales, aún se mantiene en pie.

El origen y el despliegue de la tercera etapa están asociados a la reforma del sector eléctrico y a las vicisitudes que ha venido atravesando en la pasada década. Las políticas de liberalización de la energía, primero y la estrategia de gestión cortoplacista de la emergencia que azota al sector eléctrico a partir de 2004 después, invirtieron la dirección de los procesos de desarrollo sectorial planeados en la segunda etapa, ya que coadyuvaban a la profundización de la dependencia de los hidrocarburos y al perdurable estancamiento o retraso relativo de otras fuentes. Estas inflexiones de la transición energética marcan un fuerte retroceso en materia de diversificación de la matriz eléctrica nacional, un fenómeno que se contrapone a las tendencias internacionales. Además, esta (re)fossilización de la matriz, incentivada por el reposicionamiento de la generación térmica en sus distintas clases, se presenta con rasgos diferentes a los que mostró en el pasado y en correlación con otros procesos críticos del sector energético: el gas natural se impone como fuente principal del sector eléctrico al mismo tiempo que la producción gasífera doméstica ingresa en la fase de declive, de modo que para asegurar el suministro debe recurrirse necesariamente a la importación, tanto de gas natural como de otros combustibles líquidos de menor calidad y mayor precio que en las coyunturas de escasez son utilizados como sustituto de aquel. En años más recientes, comienzan a concretarse algunos proyectos que pretenden recuperar un camino de diversificación con base en el desarrollo de energías no convencionales renovables de baja y mediana potencia (eólica, solar fotovoltaica, biocombustibles) y

no renovables de alta potencia (nuclear). No obstante, a pesar de la variedad de opciones, la penetración de este conjunto en el total de la matriz eléctrica resulta aún de muy baja intensidad. En cuanto a la expresión geográfica de la tercera etapa, la evolución lleva las marcas de lo sucedido, principalmente, con la generación térmica: afirmación de núcleos preexistentes y surgimiento de nuevos espacios en función de la explotación del gas natural y cambio morfológico de las redes por multiplicación de los nodos de generación térmica distribuida. A través de las pocas obras concretadas en el segmento de la hidroelectricidad, también se afirman las áreas típicas de su estructura territorial.

A la fecha, varios proyectos en cartera o en curso despiertan el interés por el rumbo que tomará la matriz eléctrica argentina en lo sucesivo. En el eje de las renovables tradicionales, en 2013 fueron adjudicadas las dos grandes represas que integrarán el complejo hidroeléctrico del Río Santa Cruz, Central Jorge Cepernic (ex La Barrancosa) y Central Néstor Kirchner (ex Condor Cliff), aunque todavía no han tenido principio de ejecución. A estas obras cabe agregar el proyecto Chihuido de Neuquén, cuya construcción fue adjudicada en 2014. De no mediar infortunios, entre las tres sumarían más de 2.300 MW de potencia nominal para finales de la presente década. En 2014, también se firmaron los acuerdos con la República Popular China para construir la cuarta central atómica, que agregaría 800 MW al sistema nacional. En 2015, se realizaron las primeras pruebas de la Central Térmica a Carbón Río Turbio, próxima al yacimiento que le proporcionará el combustible para generar los 240 MW previstos. Por último, por el lado de las energías renovables no convencionales, si bien los logros del GENREN todavía se hallan lejos de las expectativas de sostenibilidad de la Ley 26190/06, que estableció alcanzar la meta del 8 % de energías renovables en el total del consumo eléctrico nacional en 2016 y de la Ley 27191/15, que ratifica dicho porcentaje para el 31 de diciembre de 2017, varios proyectos de esta clase se encuentran en agenda o en vías de realización.

En síntesis, en el segmento de generación eléctrica, actualmente el crecimiento de las fuentes de energía alternativas a los hidrocarburos camina a un paso muy lento, que es completamente avasallado por el tranco de los proyectos de generación térmica. Este desfasaje de tendencias del crecimiento convierte a los intentos de diversificación de la matriz eléctrica, en general, en un fenómeno de bajos impacto y trascendencia. Dependiendo del tipo de fuentes y técnicas en cuestión, se obtienen valoraciones diferenciales de sus aportes al funcionamiento y el desarrollo del sistema: los aumentos de la potencia instalada del subconjunto de las energías renovables tradicionales (hidroelectricidad) y las no renovables no convencionales (nuclear) han servido para mantener la participación relativa de estas opciones técnicas en torno al 35 % del total, lo que implica igualar la posición que mostraban a finales de la década de 1970; las energías renovables no convencionales (eólica, solar, microhidráulica, biocombustibles), donde deberían colocarse las mayores expectativas de progreso técnico para adaptar la dirección del desarrollo sectorial

de acuerdo con los estándares de la época en curso, en cambio, poseen un impacto marginal, ligado mayormente al abastecimiento de sistemas eléctricos aislados y de baja productividad. Todo ello convierte al sistema eléctrico argentino en un caso que, desde las rupturas que han dado origen a la tercera etapa de su evolución, marcha a contrapelo de las tendencias globales de la transición energética contemporánea. El comportamiento errático de la matriz eléctrica deja al descubierto serias limitaciones estructurales para el desarrollo social y económico del país.

Referencias

- Albertoni, J. (1971). La energía. En *Mi país, tu país. Recursos económicos*. Buenos Aires: Centro Editor de América Latina.
- Bernal, F. (2014, junio, 4). La Central Nuclear Néstor Kirchner y el proyecto político del pueblo argentino. En *Tiempo Argentino*.
- Bernal, F. y De Dicco, R. (2013, agosto, 2). Resultados del Plan Energético 2004-2019. En *Tiempo Argentino*.
- Bravo, G. (2007). *La energía en la Argentina. Tendencias y futuro de una problemática compleja*. Buenos Aires: Centro Cultural de la Cooperación.
- Campbell, W. (2010). Análisis de la relación entre Menem y Estados Unidos: la influencia que tuvo la Casa Blanca en la política menemista. *Revista de Ciencia Política*, 11. Recuperado de <http://www.revinciapolitica.com.ar/num11art6.php>
- Carlevari, I. (1985). *Compendio de Geografía Económica Mundial y Argentina*. Buenos Aires: Ergon.
- Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) (2015). Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina. Recuperado del sitio de Internet de la CNEA: <http://www.cnea.gov.ar/Sintesis-mercado-electrico-mayorista>
- De Jorge, C. & Fioritti, M. (1997). El sistema energético. En J. Roccatagliata (Ed.), *Geografía Económica Argentina. Temas*. Buenos Aires: El Ateneo.
- Duco, A. L. (2015). Entrevista realizada en la Dirección Nacional de Prospectiva, Estadísticas del Sector Eléctrico, Secretaría de Energía de la Nación.
- Energy Cities (2011). Energetic Territories. *Energy Cities*, 39. Recuperado de http://www.energy-cities.eu/IMG/pdf/EC_INFO_39_en.pdf
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) (1994). Informe Anual 1993/1994, Recuperado del Sitio de Internet del ENRE: [http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/93formeCompleto.pdf/\\$FILE/93formeCompleto.pdf](http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/93formeCompleto.pdf/$FILE/93formeCompleto.pdf)

Fernández Durán, R. (2011). *El Antropoceno. La expansión del capitalismo global choca con la choca con la biosfera*. Barcelona: Virus editorial.

Furlan, A. (2015). El uso de los hidrocarburos en la generación de energía eléctrica en la Argentina reciente. *Contribuciones Científicas GAEA*, 27, 79-91.

Gerchunoff, P. y Llach, L. (2000). *El ciclo de la ilusión y el desencanto. Un siglo de políticas económicas argentinas*. Buenos Aires: Ariel.

Ghía, A. (2012). *Bicentenario de la Argentina: historia de la energía eléctrica 1810-2012*. Buenos Aires: FODECO.

Grübler, A. (2012). Grand Designs: Historical Patterns and Future Scenarios of Energy Technological Change. En *Historical Case Studies of Energy Technology Innovation*. Cambridge University Press, Cambridge, Recuperado de http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/researchPrograms/TransitionstoNewTechnologies/CaseStudy_home.en.html

Hurtado, D. (2010). Argentina tuvo en la energía nuclear un motor de desarrollo. *Defonline*. Recuperado de <http://www.defonline.com.ar/?p=3209>

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) (2015). *Las cifras del petróleo y del gas*. Buenos Aires: IAPG.

IEA (International Energy Agency) (2013). World Energy Outlook 2013. Resumen Ejecutivo. IEA Publications-París Cedex 15. Recuperado del sitio de Internet de la IEA https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2013_Executive_Summary_Spanish.pdf

Iglesias de Cuello, A., Misa, G. & Taddey, G. (1977). Recursos energéticos. En *El país de los argentinos*. Buenos Aires: Centro Editor de América Latina.

Klitenik, F., Mira, P. y Moldovan, P. (2009). El Mercado Eléctrico Argentino. Nivel de Actividad. Nota técnica N° 22. Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, Buenos Aires.

Ley 26190/06. Ley Nacional de Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinadas a la producción de energía eléctrica. República Argentina

Luna, F. (2002). *Luces argentinas. Una historia de la electricidad en nuestro país*. Buenos Aires: Edesur.

Mumford, L. (1977). *Técnica y Civilización*. Madrid: Alianza.

Nizovoy, J. & Fröhlich, K. (2011). Sistemas eléctricos de potencia. La visión de CIGRE sobre desafíos y tendencias. *Petrotecnia*, 53 (3), 38-48.

- Ossoniak de Sarrail, E. (1960). Industria. En *La Argentina. Suma de Geografía. Tomo VI*. Buenos Aires: Peuser.
- Páez García, A. (2009). *Sostenibilidad urbana y transición energética: un desafío institucional* (Tesis doctoral). Recuperada de <http://habitat.aq.upm.es/suyte/oc.pdf>
- Parera, D. & Torino Aráoz, I. (2011). La planificación energética en Argentina. *Boletín Energético* 28 (14). 5-24.
- Roca, M. (2009). El renacer nuclear argentino. *Revista DEF*, 50.
- Rofman, A. y Romero, L. A. (1997). *Sistema socioeconómico y estructura regional en la Argentina*. Buenos Aires: Amorrortu editores.
- Romero, C. A. (1998). *Regulación e inversiones en el sector eléctrico argentino*. Buenos Aires: CEPAL-UADE.
- Rosenfeld, E. (2003). Evolución de las redes, los servicios y el territorio. En P. Pírez, E. Rosenfeld, J. Karol, & G. San Juan (Eds.). *El sistema urbano-regional de redes de servicios e infraestructura*. La Plata: EDULP.
- Rossi, J. M. y Picot, M. D. (2009). Yacimientos Carboníferos Fiscales y su proceso de privatización. En *Quinto Congreso Argentino de Administración Pública*.
- Schneider, L. (2008). *Las Políticas "Plus" del sector energético argentino*. Buenos Aires: CLICeT.
- Smil, V. (2004). World History and Energy. En *Encyclopedia of Energy*, 6, 549-561
- Smil, V. (2010). *Energy transitions: history, requeriments, prospects*. California: ABC-CLIO.
- Soler, C. M. (1977). *Geografía económica argentina y general*. Buenos Aires: El Coloquio.
- Stábile, F. G. (2011). *Evolución del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino. Impacto de los subsidios en la gestión y en los resultados* (Tesis de maestría), Recuperado de http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/21131/Documento_completo_.pdf?sequence=1
- Vázquez, P. (2015). YPF, el Ingeniero Canneda y el gasoducto Presidente Perón. En *Notas y Publicaciones*. Recuperado del Sitio de Internet del Instituto Nacional de Revisionismo Histórico Argentino y Latinoamericano Manuel Dorrego <http://institutonacionalmanueldorrego.com/>
- Vercesi, A. J. (1999). *La doctrina y la política económica del desarrollismo en Argentina*. Bahía Blanca: Universidad Nacional del Sur-Departamento de Economía.

Yergin, Daniel (2013). *The Puzzle of Energy Transitions*. En: Energy Vision 2013. Energy Transitions: Past and Future, World Economic Forum.

World Economic and Social Survey (2011). *The Great Green Technological Transformation*. New York: United Nations publication.

Sitios de Internet

Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), Recuperado de <http://www.cnea.gov.ar/>

Energía Argentina SA (ENARSA), Recuperado de <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/>

Energía de Santa Fe (EPE), Recuperado de <http://www.epe.santafe.gov.ar/>

Servicios Energéticos del Chaco Empresa del Estado Provincial (SECHEEP), Recuperado de <http://secheep.gov.ar/>

Transportadora de Gas del Norte (TGN), Recuperado de <http://www.tgn.com.ar/home/default.asp/>

Fecha de recepción: 20 de noviembre de 2015

Fecha de aceptación: 26 de diciembre de 2016

© 2017 por los autores; licencia otorgada a la Revista Universitaria de Geografía. Este artículo es de acceso abierto y distribuido bajo los términos y condiciones de una licencia Atribución-NoComercial 2.5 Argentina de Creative Commons. Para ver una copia de esta licencia, visite http://creativecommons.org/licenses/by-nc/2.5/ar/deed.es_AR