



# Desprivatización de la energía hidroeléctrica en la Argentina. Un análisis de la dinámica de apropiación de la renta proveniente de centrales concesionadas (1990-2020)

De-privatisation of hydropower in Argentina. An analysis of the dynamics of rent appropriation from concessioned power plants (1990-2020)

**Martín Kazimierski\***  
**Bruno Fornillo\*\***  
**Jonatan Nuñez\*\*\***

Palabras clave:

Hidroeléctricas

Renta energética

Transición energética

Desprivatización

## Resumen

Este artículo se aboca a estudiar la trayectoria histórica de las centrales hidroeléctricas privatizadas en Argentina y sus perspectivas. Construidas con fondos públicos bajo el impulso del Estado desarrollista durante las décadas de 1960 y 1970, las centrales hidroeléctricas no binacionales fueron concesionadas a empresas privadas locales e internacionales durante el auge de las políticas neoliberales de los años 1990. En miras de los vencimientos de las conce-

\* Magíster en Políticas Ambientales y Territoriales por la Facultad de Filosofía y Letras de la Universidad de Buenos Aires. Doctorando en Geografía (UBA). Instituto de Estudios de América Latina y el Caribe, Universidad de Buenos Aires (IEALC-UBA/CONICET). Contacto: [martin.kazimierski@gmail.com](mailto:martin.kazimierski@gmail.com)

\*\* Doctor en Ciencias Sociales por la Universidad de Buenos Aires y Doctor en Geopolítica por la Universidad de París VIII. IEALC-UBA/CONICET. Contacto: [bfornillo@gmail.com](mailto:bfornillo@gmail.com)

\*\*\* Profesor de Enseñanza Media y Superior en Historia por la Facultad de Filosofía y Letras de la Universidad de Buenos Aires. Becario doctoral del CONICET. IEALC-UBA/CONICET. Contacto: [jonatan.a.nunez@gmail.com](mailto:jonatan.a.nunez@gmail.com)

siones en 2023 y 2024, el objetivo central del artículo se centra en dar cuenta de las dinámicas de apropiación de la renta hidroeléctrica entre 1990 y 2020, el marco jurídico-político que la sostiene y las consistencias estructurales que exhibe. Ello es especialmente evaluado de cara a las proyecciones en torno a una posible transición energética desde fuentes fósiles hacia renovables, la cual se torna urgente debido a la crisis ambiental global. Un hecho nodal a la hora de evaluar esta trayectoria tiene que ver con que estas obras poseen un plazo promedio de amortización de unos treinta años, lapso que en el caso argentino aún no estaba cubierto cuando se produjeron las enajenaciones. Con una inversión estimada de cerca de U\$S 20.000 millones provistos por las arcas públicas, en este artículo calculamos que los empresarios privados pagaron cerca de U\$S 2.000 millones por la concesión de las centrales. Asimismo, en el texto damos cuenta del hecho de que las centrales generan una renta anual que según estimaciones conservadoras oscila entre los U\$S 350 y U\$S 400 millones, la cual es apropiada tan solo en pequeña medida por las provincias en las que se emplazan las hidroeléctricas por vía de regalías. La posibilidad de que estos activos estratégicos vuelvan a manos estatales necesariamente abre un abanico extenso de opciones, las cuales deberán ser cuidadosamente examinadas.

**Keywords:**

Hydropower  
Energy Rent  
Energy Transition  
De-Privatisation

**Abstract**

This article examines the historical trajectory of privatised hydropower plants in Argentina and their prospects. Built with public funds under the impulse of the developmentalist state during the 1960s and 1970s, non-bination-al hydroelectric power plants were concessioned to local and international private companies during the neoliberal policies of the 1990s. In light of the concession expiration dates in 2023 and 2024, the main objective of this article is to provide an account of the dynamics of hydroelectric rent appropriation between 1990 and 2020, the legal-political framework that sustains it, and the structural consistencies it exhibits. This is especially assessed in view of

the projections for a possible energy transition from fossil to renewable sources, which is becoming urgent due to the global environmental crisis. A key fact when assessing this trajectory is that these works have an average amortisation period of around thirty years, a period that in the Argentine case was not yet covered at the time of the disposals. With an estimated investment of around U\$S 20,000 million provided by the public coffers, in this article we calculate that private entrepreneurs paid around U\$S 2,000 million for the concession of the power plants. We also report that the plants generate an annual income conservatively estimated at between US\$350 million and US\$400 million, which is appropriated only to a small extent by the provinces in which the hydroelectric plants are located through royalties. The possibility of returning these strategic assets to state hands necessarily opens up a wide range of options, which must be carefully examined.

**L**a cuestión energética reviste de una centralidad indudable en nuestras condiciones contemporáneas. Al tiempo que la energía fósil convencional tiende a agotarse, su quema es la principal responsable de las emisiones que propician el cambio ambiental global.<sup>1</sup> Así, se ha convertido en un *mainstream* global la necesidad de encarar una transición energética. Con versiones contrapuestas, los imaginarios de la transición van desde perspectivas conservadoras y corporativas, las cuales suponen simplemente inundar las matrices energéticas de energía renovable en un proceso de acumulación por desfosilización,<sup>2</sup> hasta propuestas populares y disruptivas, las que implican avanzar en la desconcentración, democratización, descentralización y desmercantilización del sistema energético.<sup>3</sup>

La energía hidroeléctrica, en particular, tiene un papel preponderante en la transición energética pues, de acuerdo a un informe de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2022), esta fuente representó el 16,6% de la generación mundial de energía eléctrica en 2021, y poseen una serie de ventajas que las hacen una fuente atractiva en los diferentes escenarios, fundamentalmente porque no generan emisiones de gases de efec-

1 ONU, 2021.

2 Argento y Slipak, 2022; Kazimierski y Argento, 2021.

3 Bertinat, Chemes y Forero, 2020.

to invernadero y funcionan como energía base, lo que significa que pueden generar electricidad de forma constante, independientemente de las condiciones meteorológicas. No obstante, las hidroeléctricas también tienen una serie de desventajas: en primer lugar, pueden tener un impacto significativo en el medio ambiente, como la pérdida de hábitat y la interrupción de los ciclos biosféricos. En segundo lugar, requieren una gran inversión y largos plazos para su recupero, por lo que solo actores de fuerte peso pueden apuntar a su desarrollo. Por último, el aprovechamiento del recurso hídrico como potencial energético, compite contra otros usos necesarios como el riego agrícola o el consumo urbano, lo que puede despertar conflictos entre actores asimétricos.

De esta manera, aunque las hidroeléctricas pueden desempeñar un papel importante en la generación de electricidad limpia y renovable, es importante tener en cuenta su carácter multipropósito, formas de financiamiento y manejos integrales en términos operativos. Tanto en la Argentina como en el conjunto del subcontinente, las reformas estructurales de corte neoliberal aplicadas durante la década de 1990 propiciaron el arribo de grandes corporaciones energéticas globales, las cuales pasaron a dominar el conjunto del sector. Esto tuvo diversas implicancias para el rubro hidroenergético. Rubio y Tafunell sostienen que la evolución de la hidroelectricidad en América Latina ha sido desigual,<sup>4</sup> con algunos países, como Brasil, Chile y Colombia, experimentando un rápido crecimiento en la última década, mientras que otros países, como Argentina y México, han experimentado un crecimiento más lento o incluso un estancamiento. Esta desigualdad se debe a una serie de factores, entre ellos las diferencias en la disponibilidad de recursos hídricos, las políticas públicas y el entorno económico.

En el caso argentino, el peso del sector privado persiste al día de hoy, favorecido por un marco normativo que propensa la desregulación del mercado,<sup>5</sup> la financiarización<sup>6</sup> y las políticas históricas que se concentran en la explotación a gran escala con impactos socio-territoriales y ambientales problemáticos.<sup>7</sup> Para el caso particular del sector hidroeléctrico, Botero<sup>8</sup> señala que antes de las reformas, la mayoría de los Estados latinoamericanos tenían el monopolio, fundamentalmente debido al alto costo de inversión en comparación con otras tecnologías, como las termoeléctricas. No obstante, su concesionamiento en el caso argentino implicó, en el siglo siguiente, una

4 Rubio y Tafunell, 2014.

5 Azpiazu et al., 2008.

6 Bertinat y Kofman, 2019; Navarro Rocha, 2020.

7 Svampa, 2018.

8 Botero, 2011.

reducción de los instrumentos de conducción del rumbo de la política energética nacional y, por ende, un reforzamiento de la base de generación fósil frente a la diversificación que había propuesto la política décadas atrás con el desarrollo hidroeléctrico.<sup>9</sup>

En este texto nos centraremos en las oportunidades de desprivatización que brinda el fin de concesiones de grandes represas en los años 2023 y 2024, puntal para reorganizar y recrear el modo en el cual se concibe la energía en el país. En concreto, el objetivo de este artículo es dar cuenta de la trayectoria de las centrales hidroeléctricas y las dinámicas de apropiación de su renta desde su puesta en marcha bajo el influjo del Estado desarrollista entre 1960 y 1970 hasta nuestros días.

La organización propuesta es la siguiente: comenzaremos con un apartado metodológico destinado a presentar las principales variables de cuantificación que serán utilizadas a lo largo del trabajo; luego de ellos, realizaremos un breve recorrido introductorio centrado en la historicidad de la construcción de presas en la Argentina; continuaremos con una reseña tendiente a discriminar los fondos de la inversión que las construyó; tras ello describiremos el proceso de privatización y los márgenes de ganancia obtenidos gracias a él por las empresas que gozaron de las concesiones, así como el entramado empresarial-energético-financiero que se ha constituido. Seguido de lo anterior, realizamos una serie de consideraciones sobre la situación de gestión política y ambiental que caracteriza a las presas concedidas, para finalmente brindar unas palabras a modo de conclusión. El artículo se basa en fuentes secundarias, informes periodísticos y en un trabajo de campo destinado a la obtención de “datos duros”, como ser la serie de ganancias de las empresas o los montos de inversión para la construcción de presas. A tal fin, abrevamos en datos de organismos estatales disponibles en el sitio web del Ministerio de Economía, la Secretaría de Energía y Cammesa. Por el carácter fragmentario de la información pública, la misma fue complementada con balances de las empresas concesionarias disponibles en sus sitios web o presentados frente a la Comisión Nacional de Valores.

### **Advertencia metodológica**

Como fue señalado en la introducción, el presente artículo basa su fundamentación empírica en la lectura y análisis de fuentes contables discontinuas, provistas tanto por los datos disponibles en el sitio web del Ministerio de Economía como así también en la información pública provista por las empresas actualmente controlantes de las centrales hidroeléctricas. Es menester señalar que el modelo seleccionado para llevar adelante lo propuesto por este texto se ve, en efecto, condicionado por la segmenta-

---

9 Kozulj, 2015.

ción de dicha información, lo que hace que el análisis y los guarismos presentados a continuación deban ser considerados como provisionales.

En ese sentido, el eje primordial del estudio estará puesto en describir cuál fue la dinámica de composición originaria de los gastos de capital (CAPEX), la cual, como luego desarrollaremos con mayor profundidad, fue provista por medio de la inversión estatal. El seguimiento pormenorizado del gasto operativo (OPEX) se ve dificultado justamente por el señalamiento realizado previamente en torno a la segmentación de la información disponible, por lo cual el mismo es presentado de forma tan solo orientativa, supuesta, y deberá ser complementado con información adicional en la medida en la cual la misma o bien logre hacerse pública o bien sea brindada por medio de pedidos de información a las empresas controlantes de las centrales o a las entidades estatales reguladoras.

A raíz de esta particularidad es que resulta de complejidad establecer un trazado EBITDA (*Earnings Before Interest Depreciation and Amortization*) a fin de demostrar el beneficio concreto de las empresas previo al pago de los intereses de la deuda contraída, los impuestos correspondientes, las depreciaciones por la utilización del instrumental de las centrales y la amortización definitiva de las inversiones realizadas.

En simultáneo con ello, es de tener en cuenta que el método de valor presente neto (VPN), destinado a trazar similitudes entre los flujos de efectivo que tuvo un proyecto en determinado período y la conveniencia (o no) de la inversión en el mismo, no se puede efectivizar con plena fidelidad. Asimismo, esta situación repercute en el cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR), es decir, el porcentaje promedio de beneficios obtenido de periódicamente de una inversión. En otras palabras, la tasa de descuento mediante la cual el valor actual neto (VAN) se iguala a cero, lo que sería equivalente al cálculo de la tasa que iguala a la suma actual del valor de los gastos con la suma del valor actual de los ingresos previstos.

En suma, el ejercicio que presentamos a continuación para el cálculo de la renta de las centrales hidroeléctricas durante su periodo privatizado contempla la existencia de todas las variables y herramientas de economía financiera y análisis de balances contables mas se excusa de su utilización plena debido a las dificultades de acceso a la información señaladas. Sin dudas trabajos futuros podrían subsanar estos baches, obtención de datos más completos y profundos mediante.<sup>10</sup>

## **Del Estado desarrollista a la privatización neoliberal: trayectoria de las**

<sup>10</sup> García Zanotti, 2020.



## centrales hidroeléctricas de la década 1960 a la de 1990

La planificación nacional de la energía eléctrica en la Argentina despunta con fuerza en la segunda posguerra mundial, bajo una presencia determinante del Estado, que logra articular actores dispersos, asegurar la gestión energética pública y adentrarse fuerte en el rubro de generación, donde se volverá predominante. Por entonces, en 1947, se crea la empresa estatal Agua y Energía Eléctrica, con el objetivo de erigir centrales térmicas e hidroeléctricas y extenderse federalmente. Para la década del sesenta, la gravitación del ordenamiento público redundará en la constitución de un sistema eléctrico nacional ya más integrado, lo cual vendrá acompañado por el auge de la construcción de presas. Tuvo allí un papel importante Hidronor, creada en 1967, constituida inicialmente para llevar adelante la construcción del complejo El Chocón-Cerros Colorados (1973), su objetivo era erigir grandes obras hidroeléctricas en la región del Comahue, en especial en las provincias de Neuquén y Río Negro.<sup>11</sup>

El crecimiento de la energía hidráulica sería una constante en aquellos años, el país no solo incorporaría energía nuclear, sino que se irían planificando y construyendo los grandes proyectos hidroeléctricos nacionales: Salto Grande con Uruguay y Yacyretá con Paraguay. Ciertamente, debido a un agresivo plan de construcción, la participación de la hidroelectricidad en la matriz eléctrica pasó del 10% a fines de los años 60 a cerca del 40% antes de la debacle neoliberal (la financiación de las grandes presas estuvo relacionada fuertemente a la obtención de créditos brindados por los organismos internacionales y, ya en los años ochenta, a impuestos concretos al consumo). En definitiva, desde 1940 hasta 1980 se constituyó un sistema interconectado, articulado por empresas nacionales, donde el Estado tenía una participación medular.

Este régimen energético, asociado en buena medida al control hidrocarburífero provisto por la empresa de bandera, YPF, era solidario a un tipo de régimen de acumulación caracterizado por el desarrollo de la industria nacional, la centralidad del Estado en la economía y la búsqueda de mayores grados de autonomía en el marco de las relaciones económicas globales. En ese marco, la energía era considerada como un bien estratégico, la cual incluso no estaba disociada de los análisis geopolíticos que la dictadura militar autodenominada como “Revolución Argentina” procuró esgrimir frente al “avance brasileño”.<sup>12</sup>

Esta estructura se desplomó a causa de la lógica jurídico política y económica que hace treinta años la era neoliberal desplegó sobre el continente, de la cual Argentina no quedó al margen. Por entonces, la Ley N° 24 065 (Régimen de Energía Eléctrica, de

11 Garrido y Ruggieri, 2017.

12 Radovich et al., 2012.

1992) conllevó la fragmentación y privatizó el sistema eléctrico, bajo el supuesto de “crear mercados”, estimular la competencia y ganar en eficiencia, discurso que procuraba legitimarse en las inestabilidades que acusó el sistema eléctrico de los años 80, que funcionó al límite de su capacidad. Asimismo, no resulta un dato menor que la forma de ingresar a la reconversión de la deuda externa que suponía el “Plan Brady”, venía aparejada con el beneplácito a privatizar los activos públicos, de modo que la deuda se convertía en una forma de incidir en la gobernanza general de economía, y no solo de ella.<sup>13</sup>

De este modo fue que se descompuso vertical y horizontalmente SEGBA, compañía pública que operaba distribuyendo energía en el aglomerado de Buenos Aires, y también Agua y Energía e Hidronor. Los aprovechamientos hidroeléctricos del Estado Nacional operados por estas últimas fueron dispuestos en diversas unidades de negocio y concesionados a empresas privadas (Hidronor contaba por entonces con una potencia instalada de 4420 MW y se considerada oficialmente que poseía una “buena salud patrimonial”).

Durante este período, tal como sostienen algunos especialistas,<sup>14</sup> las inversiones privadas contribuyeron en una tímida proporción a culminar unos pocos proyectos hidroeléctricos entre los que se destacan Piedra del Águila, Nihuil IV, Pichi Picún Leufú y Potrerillos, los cuales aportaron solo 1800 MW, concentrados sobre todo en la primera obra. Empero, incluso ellas fueron desarrolladas y ejecutadas en su mayor parte en el período previo. La participación del Estado como “socio bobo” fue clara, mientras planificaba, construía las obras y garantizaba el flujo de inversiones; los agentes privados terminaron por obtener el control de la gestión, la producción y la comercialización energética. El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) funcionaría bajo la lógica de integración entre generadores, distribuidores y grandes usuarios y la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (Cammesa) -empresa sin fines de lucro con un 20% de participación estatal-, en cuyas espaldas recaía la función de coordinar el despacho de energía.

Así, el Estado solo tiene una injerencia menor en el sistema eléctrico a través de Cammesa o por medio del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), autoridad de aplicación del marco regulatorio. En apenas unos años, se privatizaron líneas de transmisión, centrales térmicas, y el grueso de las centrales hidroeléctricas, la mayor parte de ellas en la región del Comahue.

13 Abraham et al., 2017.

14 Radovich et al., 2012.



**Mapa 1.** Ubicación de presas concesionadas.

Fuente: elaboración propia sobre la base de datos de la Secretaría de Energía, 2020.

## Inversión pública, control privado

A la hora de realizar un análisis económico/financiero en el mercado eléctrico hay dos elementos nodales que debe tenerse en consideración: el costo de inversión o costo de capital ( $\$/kW$ ), que representa la inversión necesaria para construir una planta generadora y el costo de generación ( $\$/kWh$ ), que indica el costo real de producir una unidad de energía por aquella planta. Aunque ambos están lógicamente relacionados, tienen diferentes implicaciones de acuerdo a la fuente de energía tratada. Particularmente en la hidroelectricidad, la clave de esta relación radica en la asimetría en favor del primero, siendo que el costo de inversión representa más del 80% del costo de generación,<sup>15</sup> es decir, requiere un fuerte desembolso inicial en comparación con los costos de operación y mantenimiento. En consecuencia, los plazos de amortización son lentos, tal es así que el período recuperación de este despliegue monetario puede llegar a demorarse 30 años o más, aunque la vida útil de una presa

<sup>15</sup> Botero, 2011.

pueda superar la centuria. Es por ello que en distintos lugares del mundo el Estado ha jugado un papel clave a la hora de llevar adelante este tipo de emprendimientos. En otras palabras, sin las arcas estatales, el desarrollo de la hidroelectricidad a gran escala sería, al menos, escaso, o requeriría de mercados fuertemente desregulados y oligopolizados como el chileno.<sup>16</sup>

En efecto, elementos del fenómeno previamente descrito pueden observarse en la puesta en marcha de casi todas las centrales de nuestro país, a excepción de algunos casos aislados como la presa Futaleufú. Allí, el emprendimiento tuvo como inversionista mayoritario a la empresa productora de aluminios ALUAR, y aunque su planificación respondía directamente a los intereses de la empresa, la presencia del Estado fue vital aportando un tercio (33,51%) de la inversión a través de la provincia de Chubut. Ahora bien, resaltemos que el grueso de las presas de mayor tamaño, como El Chocón, Cerros Colorados, Alicurá y Piedra del Águila, son emblemas del Estado desarrollista, cuyas obras fueron financiadas enteramente por las arcas públicas. Incluso más, fueron financiadas por los usuarios de todo el país, a partir de un impuesto específico al consumo.<sup>17</sup> Ello se dio complementariamente mediante desembolsos directos a partir de préstamos otorgados por organismos multilaterales de crédito tales como el Banco Interamericano de Desarrollo y el Banco Mundial, los cuales oscilaron entre el 25 y el 40% de los montos brutos. Estos esquemas fueron los que materializaron cerca del 95% del parque hidroeléctrico contemporáneo.<sup>18</sup>

Aunque no existen fuentes oficiales sobre el costo de inversión de las presas nacionales, podemos citar fuentes secundarias que dan cuenta del descomunal desembolso que requieren. Por ejemplo, para la construcción de la presa El Chocón, la licitación llevada a cabo en 1957 arrojó la impresionante cifra de U\$S 5453 millones,<sup>19</sup> y pese a que finalmente se adjudicaría seis años más tarde en otra licitación que incorporaba en forma conjunta el complejo El Chocón - Cerros Colorados, el costo final se estima

16 Höhl, 2018.

17 El "Fondo el Chocón- Cerros Colorados (FCCC)" creado por la ley 17.574 (1967). En la redacción del artículo se deja en claro el destino de los fondos; así como también el origen de los fondos. Es particularmente destacable que los fondos fueron aportados por los usuarios finales de electricidad de todo el país con un recargo del precio del kwh consumido; mediante un recargo del 5% del petróleo crudo que se elabore en el país. Lamentablemente estos fondos fueron derogados posteriormente por la ley 24065 sancionada en 1992, y en gran medida esta derogación destruyó la base conceptual del exitoso sistema de financiamiento de las obras hidroeléctricas creado en la década del sesenta.

18 Manilow, 2012.

19 <http://www.magicasruinas.com.ar/revistero/argentina/argentina-el-chocon-demasiado-carro.htm>

que supera por amplio margen los 6 mil millones de dólares.<sup>20</sup> Un valor similar se estima para Alicurá, mientras que los proyectos finalizados en pleno proceso privatizador, Piedra del Águila y Pichi Picún Leufú, demandaron una inversión significativamente menor de U\$S 1400 millones y U\$S 500 millones, respectivamente.<sup>21</sup> Junto a ellos, otra veintena de proyectos (ver Anexo I) también tuvieron al Estado como único o principal inversor, los cuales coincidieron su entrada en operación entre las décadas del setenta y el ochenta. Esto último implica que el proceso de amortización no se saldó ni total ni parcialmente bajo el control estatal que las financió, sino que se produjo mientras éstas se encontraban bajo concesión privada, luego del desmantelamiento de Hidronor y de Agua y Energía Eléctrica. Tomando como promedio de amortización de las inversiones en un plazo de 30 años, el saldo de la construcción de El Chocón hubiese quedado plenamente saldado en 2007 -si se toma como punto de referencia la colocación de su sexta y última turbina de generación-, mientras que 2010 sería el año para el complejo Cerros Colorados. El caso más gráfico de la lógica que subyace a las concesiones se presenta en Piedra del Águila, cuya obra fue concluida en simultáneo con su privatización, lo que devendría en un plazo de amortización recién en 2023, cuando vence su concesión privada. En simples palabras, el Estado invirtió y el privado recaudó.

**Cuadro 1.** Concesiones hidroeléctricas desglosadas.

Concesionario	Presa	Fecha Inicio-Fin	Fecha Concesión	Vencimiento	Concesionario	Potencia (MW)	Provincia
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	El Chocón	1969-77	1993	2023	Enel	1200	Neuquén Río Negro
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Arroyito	?-1979	1993	2023	Enel	128	Neuquén Río Negro
Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A.	Planicie Banderita	1969-80	1993	2023	Orazul Energy	479	Neuquén
Hidroeléctrica Alicurá S.A.	Alicurá	1985	1993	2023	AES	1050	Neuquén Río Negro
Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A.	Piedra del Águila	1985-93	1993	2023	SADESA	1400	Neuquén Río Negro

20 <http://www.camarco.org.ar/File/GetPublicFile?id=882>

21 Para Pichi Picún Leufú, U\$S 360 millones fueron desembolsados por el Estado entre 1990 y 1995, hasta su paralización. Los restantes U\$S 140 millones fueron aportados por el grupo Perez Companc por la privatización de 1997.

Concesionario	Presa	Fecha Inicio-Fin	Fecha Concesión	Vencimiento	Concesionario	Potencia (MW)	Provincia
Hidroeléctrica Los Nihules S.A.	Nihuil I y II	1942-69	1994	2024	Pampa	256	Mendoza
Hidroeléctrica Diamante S.A.	Los Reyunos	1980-83	1994	2024	Pampa	224	Mendoza
Hidroeléctrica Diamante S.A.	Agua del Toro	1966-74	1994	2024	Pampa	150	Mendoza
Hidroeléctrica Diamante S.A.	El Tigre	1983-?	1994	2024	Pampa	14	Mendoza
Hidroeléctrica Río Hondo S.A.	Río Hondo	?-1967	1994	2024	Holdec Inv.	17.5	Santiago del Estero
Hidroeléctrica Río Hondo S.A.	Los Quirogas	1937-50	1994	2024	Holdec Inv.	2	Santiago del Estero
Hidroeléctrica Futalefú S.A.	Futalefú	1971-76	1995	2025	Aluar	516	Chubut
Hidroeléctrica Río Juramento S.A.	Cabra Corral	?-1972	1995	2025	AES	102	Salta
Hidroeléctrica Río Juramento S.A.	El Tunal	?-1972	1995	2025	AES	10.8	Salta
Hidroeléctrica Tucumán S.A.	El Cadillal	1962-65	1996	2025	Holdec Inv.	13	Tucumán
Hidroeléctrica Tucumán S.A.	Escaba	1937-47	1996	2025	Holdec Inv.	18	Tucumán
Hidroeléctrica Tucumán S.A.	Pueblo Viejo	?-1967	1996	2025	Holdec Inv.	15.36	Tucumán
Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú S.A.	Pichi Picún Leufú	?-1999	1997	2029	Pampa	285	Neuquén Río Negro
Hidroeléctrica Ameghino S.A.	Ameghino	1943-63	1994	2044	Camuzzi	46.9	Chubut

**Fuente:** elaboración propia sobre la base de datos de la Secretaría de Energía, 2020.

Por otro lado, a la hora de realizar un análisis en torno a los rindes económicos de las centrales, debe tenerse en cuenta cuáles son los costos implicados en su funcionamiento que complementan los de inversión. Allí se ponen en consideración los costos de operación, de mantenimiento y de logística, entre otros “pasivos financieros” no desagregados por las empresas en sus balances. Como hemos mencionado, estos costos son realmente muy bajos si los comparamos con fuentes como las del carbón o el diésel, e incluso con las populares turbinas de gas con ciclo combinado, de gran auge en Argentina desde 1990. Esto se debe principalmente a que la hidroelectricidad no

requiere de una fuente de energía primaria para la generación, sino que su “combustible” es el flujo de H<sub>2</sub>O provisto por el ciclo de la naturaleza. Este punto en apariencia menor no deja de ser clave: no debemos olvidar que el combustible de una represa es un bien común como el agua, que constituye un componente central que hace a la renta. Asimismo, pese a que las presas se las considera intensivas en mano de obra, esta se concentra fuertemente en el período de construcción de obras civiles, siendo una porción menor de fuerza de trabajo la necesaria para su operación. Un hecho que también diluye las razones de su privatización: no se trata del aporte de tecnología de un capital privado, tampoco de una gestión compleja de una faena productiva, y tampoco de la incorporación de una energía novedosa por su técnica o que viene a otorgarle un plus al sistema. Teniendo en cuenta estas argumentaciones, no debe sorprender que las empresas concesionarias hayan obtenido ganancias holgadas.

### **Análisis de la renta hidroeléctrica y su financiarización (1993-2018)**

Un elemento clave en torno a la privatización de las represas consiste en constatar que no ha habido una reinversión en el rubro, las represas dejaron de construirse (a excepción de represas de pequeño porte en San Juan y Mendoza sostenidas por los estados provinciales). Desde los inicios del período neoliberal hasta la actualidad, la mayor proporción del crecimiento de la generación eléctrica se dio en base a la instalación de centrales térmicas en base a gas:<sup>22</sup> ambientalmente nocivas, pero menos intensivas en capital, de rápida puesta en marcha y retorno de las inversiones, asentadas por fuera de cualquier criterio de planificación no mercantil. A su vez, los ciclos combinados suponen un 85% de materiales importados para su construcción y mantenimiento -con una proporción inversa en las hidroeléctricas-, con la consiguiente pérdida de divisas, su combustible además acarrea un costo y es no renovable. En este marco, resulta significativo considerar el cúmulo de renta que obtuvieron los concesionarios y su destino<sup>23</sup>.

---

22 Ceppi, 2018.

23 Nota metodológica: Abordar la reconstrucción de las series de resultados anuales y las ganancias acumuladas de las presas concesionadas implica, desde el comienzo, un conjunto de problemas metodológicos resultantes de la dispersión de la información disponible. En efecto, los datos abiertos al público provistos por el sitio web del Ministerio de Economía adolecen de importantes baches, los cuales se expresan en la falta de información contable para determinados años sin explicación por su ausencia y la carencia de homogeneidad entre los volúmenes de referencias contables volcados para unas y otras hidroeléctricas. El resultado de todo ello redundará en una dificultad nodal para avanzar en un diagnóstico homogéneo del comportamiento de las centrales durante el período de privatización. Pese a ello, debe señalarse que algunas de las series de ejercicios anuales son pasibles de ser reconstruidas casi en su totalidad, o al menos por períodos



En el caso de la sociedad Hidroeléctrica El Chocón SA, en agosto de 1993, fue adjudicada al conglomerado Hidroinvest SA (compuesto por la Empresa Nacional de Electricidad S.A. -Endesa- de Chile y CMS Generation de los Estados Unidos), por un desembolso de U\$S 224 millones por el 59%. Esto es apenas un 3 o 4% del costo de inversión que abonó el Estado, y cabe señalar que de ese monto total, la firma tan solo abonó en el momento unos U\$S 87 millones, financiando el resto de la transacción por medio de títulos de la deuda pública. Ello generó ahorros sustanciales a favor de la compañía dado por la diferencia entre el precio de adquisición de los títulos y el valor por el que éstos se aplicaron.<sup>24</sup> Ahora bien, si se analiza el acumulado de los ejercicios que van desde 1993 hasta 2018, se observa que de la operación se desprende un positivo de \$7743360215,64, esto es, U\$S 576874691,12, de los cuales U\$S 340356067,76 corresponde al conglomerado.<sup>25</sup> Al recuperar el monto original por el cual se adjudicó, se observa que los tiempos de amortización para el concesionario se redujeron a casi 16 años, por lo que con contratos de 30 años, la empresa cuenta con 14 años de gracia.

En cuanto al paquete accionario de Hidroeléctrica Cerros Colorados SA, este fue otorgado en un 59% a Patagonia Holding el 11 de agosto de 1993, por un monto de U\$S 72 623 232. Otro 39% de la propiedad de la presa quedó en manos de la provincia de Neuquén y el 2% restante se colocó en calidad de participación público-privada. Aunque los datos oficiales publicados por el Ministerio de Economía tan solo arrojan los resultados anuales hasta 2013, allí encontramos nuevamente un acotado tiempo para el retorno de la inversión, que en este caso es aún más anticipado. De la sumatoria de los balances, se encuentra un acumulado de U\$S 103 028 481, es decir que el concesionario recuperó su inversión en 14 años, con 16 por delante.

Por último, en los ejercicios anuales de Hidroeléctrica Piedra del Águila, encontramos que entre 1998 y 2019, el acumulado otorgó un positivo de U\$S 145 459 250, cuya serie tiene un bache informativo en los años 2014 y 2015 -cuando cambia a

---

considerables, si se las complementa con la información provista por algunas de las empresas concesionantes de las mismas. Ello se consigue recabando en sus sitios web o bien en la Comisión Nacional de Valores, en el caso de aquellas que deben exhibir sus balances a fin de emitir deuda.

24 Lo que incluso desencadenó una intervención por parte de la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP), quien determinó que Hidroinvest debía abonar el impuesto a las Ganancias por el resultado de aquella transacción, ratificado por la Corte Suprema de Justicia en 2011. <https://www.iprofesional.com/notas/121142-Ganancias-criterio-de-la-Corte-sobre-titulos-publicos-disparo-polemica-entre-los-especialistas>

25 A partir del 2002, año de derogación de la “Ley de Convertibilidad” y la consecuente devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense, tomamos como equivalente de conversión el precio promedio de la cotización de la divisa para el mes de diciembre de cada año. Datos provistos por el Banco Central de la República Argentina, disponibles en <https://www.bcra.gob.ar>



manos de su actual socio Central Puerto-, y en los años iniciales desde 1993 hasta 1997. Considerando que el monto que se pagó en la adjudicación equivale a U\$S 272 111 111, y que restan 6 de los 26 años en ejercicio, se aprecia un retorno pronunciadamente menor, que se explica casi en su totalidad por un puñado de años “en rojo”. En este sentido, las series de ganancias no son uniformes a lo largo del tiempo, sino que, al contrario, son fluctuantes, manifestándose años con caídas escarpadas que alteran el desempeño final de manera trascendental. Tanto El Chocón como Piedra del Águila declararon tres años con valor negativo, por montos de U\$S 102 215 812,57 y U\$S 212 469 073, respectivamente. Estas son consignadas mayormente en función de “intereses y gastos financieros”, y su volumen se concentra entre 2002 y 2003, cuando la devaluación del peso golpeó duramente la economía nacional y al sector eléctrico. Una desagregación de estos pasivos, y una valoración real de estas pérdidas, podría conducir en algunos casos a incrementar sustancialmente las ganancias acumuladas para el mismo período, por lo que podríamos afirmar que los guarismos exhibidos hasta aquí son conservadores y representan tan solo el piso de la abundancia.

A modo de resumen, podemos decir que con inversiones estatales que superaron los U\$S 20 000 millones, los concesionarios desembolsaron un monto total que apenas rondó los U\$S 2000 millones, y que para un negocio que significa un ingreso bruto del orden de los U\$S 350 a 400 millones anuales, los amplios márgenes de ganancia privada estaban aseguradas. En este marco, debe señalarse que existen estudios recientes que incluso afirman que esta cifra puede trepar fácilmente hasta los U\$S 700 millones.<sup>26</sup>

Un caso ya estudiado en este rubro es el de la empresa Pampa Energía. La compañía se convirtió en un holding energético-financiero ya que se focaliza en ampliar los márgenes de ganancias sin importar en qué mercado y en qué sector, buscando incrementar las ganancias en el corto plazo, considerando los activos como un capital manipulable para tal fin.<sup>27</sup> Así, debido también a los activos privatizados, los aumentos de tarifas no redundaron en inversión sino en rentabilidad extraordinaria y colocaciones financieras a corto plazo, endeudamiento y fuga de capitales (externalización en manos privadas apalancadas por un dólar barato facilitada por la deuda externa ahora pública). Todo ello constituye un negocio de características sumamente lucrativas: inversión pública, privatización, ganancia extraordinaria, fuga financiada por deuda pública. Asimismo, esta lógica es la que está en la base de la casi desaparición y evidente declive de la industria vinculada a la provisión de maquinaria y construcción de represas cuya tecnología era mayormente nacional. Dado estos guarismos,

26 Alonso et al., 2021.

27 Navarro Rocha, 2020.

no cabe la presunción de que la inversión privada contribuye a una mayor densidad del entramado productivo, sino que se trató de la transferencia de una renta pública a las arcas privadas. En este sentido, las tenencias de activos públicos también fue un soporte que propició la financiarización del sector energético.

### **Control estratégico y régimen energético corporativo**

En los últimos años, la integración de los diferentes segmentos del área energética por parte de las empresas privadas terminó por crear una situación oligopólica, muy a contramano de la supuesta segmentación entre generación, transmisión y distribución que gestaría la competencia de mercado. Pero la situación excede el incumplimiento de este régimen legal, acarrea el emplazamiento estratégico de las firmas en el control del sistema energético, verdadero objetivo que antes detentaba el Estado. Se trata del predominio de las corporaciones globales de la energía en una lógica tentacular de alcance nacional, pero también subcontinental (ver Anexo II). Por ejemplo, AES es una empresa multinacional con origen en los Estados Unidos, de las más importantes de ese país, con presencia regional fuerte en tres países: Argentina, Chile y Colombia. En Argentina opera cuatro plantas de energía hidroeléctrica: Alicurá (Neuquén), Cabra Corral y El Tunal (ambas en Salta) y Ullum (San Juan), además de cinco centrales térmicas, lo que representa el 12% de la potencia instalada en el país. Por su parte, la presa El Chocón pertenece a la multinacional italiana Enel (acrónimo de Ente Nazionale per l'Energia Elettrica), que es la 56<sup>a</sup> empresa en el mundo por volumen de ventas con 75,7 mil millones de euros y una capitalización bursátil de más de € 48900 millones. En Argentina, la transnacional participa en todas las etapas del proceso energético: 14% de la potencia instalada en generación, pero también participa en transporte, comercialización y distribución. Entre sus diversas firmas posee Enel Generación El Chocón, Enel Generación Costanera (ex Central Costanera), Central Dock Sud y Enel Green Power Argentina, en generación; Enel Trading Argentina S.R.L. (ex Cemsa) en comercialización; Edesur S.A. en distribución; y TESA, CTM y Yacylec en transporte.

Una implantación semejante corre por cuenta de Pampa Energía, la firma, de "origen nacional", es propiedad de Pampa Holdings LLC, de Delaware, y de Mindlin Warrants, una sociedad uruguaya. Pero a su vez la firma radicada en Delaware es propiedad del Grupo Mtres S.A. (Uruguay), a su vez controlado por Tres Emes Ltd., radicada en Islas Caimán<sup>28</sup>. Bajo su paraguas se sitúan un conglomerado de compañías que intervienen en todas las etapas: desde la generación de la energía hasta la llegada al domicilio

28 <https://www.elcohetalaluna.com/como-gobernar-la-argentina-offshore/>

de cada usuario. Con la participación en las cadenas de valor de electricidad (10%) y gas (8%), tiene activos en la generación hidroeléctrica (938 Mw), térmica (2819 Mw) y eólica (100 Mw), además de participar de la empresa Transener, la mayor transportadora eléctrica del país, que cuenta con 20 944 kilómetros de líneas de alta tensión.

Tamaño peso oligopólico y concentrado les permite una desmedida capacidad de presión política y económica, al tiempo que les facilitan un conocimiento estratégico y de planificación del servicio, manteniendo así estable su patrimonio en casi cualquier circunstancia hasta el momento en que puedan hacerse de ganancias altamente redituables. La existencia de un marco regulatorio favorable garantiza grandes márgenes de ganancias, de ahí que exista una “afinidad electiva” entre las corporaciones, las élites locales, y el lugar de esos grupos privilegiados en el gobierno. Prueba de ello es que durante la presidencia macrista los beneficios que obtuvieron las empresas energéticas fueron sustanciales.<sup>29</sup> En primer lugar, entre 2015 y 2019 el aumento de las facturas fue en promedio de 3200% para usuarios residenciales, 1934% para comercios, 2325% para pequeñas industrias y 1872% para grandes industrias en términos nominales. Así, hubo un decidido traspaso de capital de los usuarios a los conglomerados energéticos. En segundo lugar, los favoritismos del poder ejecutivo pueden ilustrarse con la condenación de la deuda de Edesur y Edenor, por un total de \$13 570 millones de pesos, mientras que se les refinanciaron \$18 450 millones, gozando de un beneficio extraordinario. En tercer lugar, una empresa como Pampa Energía, por caso, pudo acrecentar su participación en el rubro petrolero gracias a un crédito otorgado por la semi-pública YPF, a un interés inferior al regular de mercado y en un rubro en el que pasaba a ser su propia competidora.<sup>30</sup> En cuarto lugar, la serie de desregulaciones del mercado financiero permitieron que las empresas se vuelquen hacia ese circuito, por ejemplo, gracias a la libre disponibilidad de divisas para la realización de ganancias que se encontraban desconectadas del sector energético.<sup>31</sup> En este sentido, es palpable la participación del Estado como meta regulador de la construcción de garantías de la rentabilidad del sector privado.

Sin embargo, estas facilidades no están sujetas a la existencia de un gobierno nacional particularmente aliado, sino que responde al emplazamiento estructural y estratégico de control del sector. Así, la principal capacidad del Estado pasa por la regulación de las tarifas, lo cual lo lleva a un callejón sin salida: cuando procede a la baja de tarifas las empresas reducen sus ganancias, el servicio no aparece con un costo desmedido para los diferentes rangos de los consumidores, pero las inversiones son nu-

---

29 Bertinat y Kofman, 2019.

30 Abraham et al., 2018.

31 Bertinat y Kofman, 2019.

las. En el escenario contrario, con tarifas liberalizadas, las empresas obtienen grandes márgenes de ganancia, se vinculan al sector financiero para exprimir lo más posible la captación de rentas, y las inversiones son solo aquellas que permiten acrecentar la acumulación o evitar el colapso de la provisión. Por tanto, el armazón jurídico-político que sostiene el predominio mercantil condena a un retraso constante de la inversión y la innovación, que solo se materializa en los momentos en los que las firmas vislumbran poder sostener y acrecentar una ganancia extraordinaria. Todo parecería indicar que se ha consolidado, entonces, un régimen energético corporativo, que garantiza la apropiación de rentas y la gobernanza del sistema de la energía.

Mientras las grandes corporaciones incentivan la privatización del área energética alrededor del globo, los Estados de los países centrales cuidan la soberanía de sus empresas, e incluso muchas de ellas les pertenecen.<sup>32</sup> Por ejemplo, en España se hicieron visibles las quejas porque las grandes empresas locales volvían a ser propiedad del Estado, pero en este caso del Estado italiano a través de Enel. El bloque de Unidas Podemos propicia el retorno de las presas a manos del Estado Nacional como una “garantía” para la transición ecológica, propuesta avalada a nivel judicial por la audiencia nacional.<sup>33</sup> Incluso el Partido Popular, de corte más conservador, fue parte de la iniciativa, por tratarse de un activo estratégico y para evitar la “oligopolización”. La iniciativa, así, busca equiparar el país a lo que sucede en otros países europeos, donde la presencia del Estado es decisiva: en Francia, con la empresa (EDF), Italia (paradójicamente la misma Enel) o en Alemania a nivel municipal. Claro está, al tiempo que ciertos países centrales reafirman el dominio público y soberano en sus propios ámbitos nacionales, promueven la privatización en los ajenos, como un modo de extender el dominio propio<sup>34</sup>. Por ejemplo, el Gobierno francés debió intervenir para evitar que la italiana Enel se hiciera con la franco-belga Suez/Electrabel, imponiendo la fusión de sus dos empresas energéticas Suez y Gas de France (GdF). De esta manera, puede verse el modo en el que estas empresas desarrollan un volumen de capitalización que hace improbable su adquisición por parte de compañías de otros países.

## Los condicionantes de las escalas de gobierno en la gestión de las presas

Las provincias argentinas han tenido un rol secundario en el proceso de privatización de las presas, pues estas son de competencia nacional. No obstante, desde la reforma

32 Giannetti, 2011; Hansen y Percebois, 2020.

33 <https://www.elsaltodiario.com/energia-hidroelectrica/nacionalizacion-centrales-hidroelectricas-mas-cerca>

34 [https://www.eldiario.es/opinion/zona-critica/nacionalizacion-electrico-psoe-pp-muestran\\_129\\_3872542.html](https://www.eldiario.es/opinion/zona-critica/nacionalizacion-electrico-psoe-pp-muestran_129_3872542.html)

de la Constitución nacional en 1994, y según lo dispuesto por el artículo 124, son las provincias quienes detentan el dominio originario de los recursos naturales en su territorio, en particular los recursos hídricos, y por ende son las que están en capacidad para otorgar la concesión del uso del agua para generación eléctrica. Es por ello que hoy en día el Estado nacional y las diferentes provincias circunscritas a la cuenca deben suscribir convenios de entendimiento para la concreción de nuevos proyectos hidroeléctricos. En cuanto a la actividad hidroeléctrica concesionada, ésta ha construido un fuerte peso en la economía local desde los noventa -especialmente en Neuquén, Río Negro y Chubut-, pues de allí se perciben regalías que alcanzan un discreto, pero indispensable, 12% del importe de la energía vendida, lo que les permite contar con presupuestos más abultados -previamente la regalía era del 5% establecida por la Ley 15 336 de Régimen de la Energía Eléctrica de 1960 (art. 43)-. Por ejemplo, Neuquén recibió 275,4 millones de pesos entre enero y agosto de 2020, un promedio de \$35 millones mensual provenientes de las seis presas en su territorio. A su vez, las provincias también perciben un canon mensual establecido como porcentaje de la suma que se toma como base para el cálculo de la regalía prevista, variando entre el 0,5% y el 2,5%, según el contrato<sup>35</sup>.

Ahora bien, frente al vencimiento de los contratos, las posturas son variadas. Las provincias más comprometidas en general pretenden ser parte de una auditoría financiera que les permita conocer al detalle la realidad de la actividad: “[s]i no empezamos ahora, en el 2023 vamos a tener que renovar las concesiones...”, advirtió el diputado neuquino César Gass, quien propone la puesta en marcha de un “máster plan”. A su vez, el legislador rionegrino Sebastián Caldiero -del partido Juntos Somos Río Negro- planteó la idea que las concesiones pasen a manos de las provincias, augurando lo que puede ser un tema de disputa con el Estado nacional: “[s]abemos que es una pretensión ambiciosa pero justa. Nadie puede negar la incidencia del Estado nacional, pero es importante que las empresas tengan otros usos prioritarios como el control de las crecidas de los cauces, garantizar abastecimiento de agua y aumentar las superficies bajo riego”<sup>36</sup>. Incluso la Cooperativa Provincial de Servicios Públicos y Comunitarios de Neuquén -conocida como CALF-, quién posee una participación del 6,5% en la sociedad que opera Cerros Colorados, ratificó que tiene intenciones de discutir su participación en una futura renovación de las concesiones.<sup>37</sup> Por su parte, intendentes

35 <https://mase.lmneuquen.com/hidroelectricas/cuanto-dejan-las-hidroelectricas-n730428>

36 <https://www.lettrap.com.ar/nota/2020-8-6-16-10-0-neuquen-y-rio-negro-debaten-sobre-la-provincializacion-de-las-hidroelectricas>

37 Por su parte, la diputada nacional por Río Negro Lorena Matzen presentó el pasado agosto un proyecto de ley por medio del cual no solo se propone crear un consejo asesor para analizar el estado y futuro de las presas, sino también asignar un cupo no menor al 5% de la genera-



esperan lograr una mayor porción de las futuras rentas hidroeléctricas para sus municipios. Otro actor importante son los trabajadores de las presas, quienes hoy tienen una participación minoritaria en algunas sociedades concesionarias a través del Programa de Propiedad Participada (PPP), previsto por la Ley N° 23 696. Para ellos, la desprivatización puede ser una oportunidad para mantener, incluso ampliar, esa participación que actualmente ronda el 2% en una porción menor de los proyectos. Por otro lado, las firmas controlantes ya se han adelantado a negociar la renovación de sus respectivos contratos, por ejemplo, en 2016 Central Puerto declaraba en su prospecto para emisión de deuda que “la Sociedad se encuentra abocada a renovar el Contrato de Concesión HPDA (Hidroeléctrica Piedra del Águila) antes de su vencimiento”.<sup>38</sup>

Es claro que la órbita de incumbencia de las presas tiende a ser variada, siendo que las infraestructuras hidráulicas se hallan en terreno provincial, el recurso hídrico es interprovincial y las obras son de concesión y financiamiento nacional. Ciertamente, el hecho de que las provincias ahora poseen el dominio originario de los recursos, habilita el pedido de participación en aspectos diversos de la gestión de presas, pero será de especial relevancia evitar confrontaciones jurisdiccionales que favorezcan la prevalencia de intereses sectoriales y privados. A excepción del complejo Nihuales I, II y III, cuyo contrato de concesión establece que una vez finalizado pasará a manos de Mendoza, puesto que previamente a las privatizaciones el Estado había cedido el complejo, el resto serán recuperadas por el Estado Nacional, y la normativa vigente -la Ley N° 15 336 y la Ley N° 24 065 por caso-<sup>39</sup> otorga un fuerte respaldo para ello.<sup>40</sup>

## Cuestiones socio-ambientales de la operación de presas

Pese a que comúnmente la generación hidroeléctrica se la ha denominado como energía limpia y renovable, los impactos sociales y ambientales que conlleva la construc-

---

ción alcanzada para el desarrollo de proyectos industriales y agropecuarios en la región. <http://www.energiaytransporte.com.ar/Noticias/Noticias-202008/El-debate-por-las-concesiones-hidroelectricas-llego-al-Congreso.html>

38 <https://www.centralpuerto.com/wp-content/uploads/2016/11/2016ObligacionesNegociablesParte1.pdf>

39 Respecto de la normativa que avala la incumbencia del Estado Nacional el artículo 75 de la constitución ancla la normativa de la jurisdicción nacional, la ley 15336 - “ley madre eléctrica”- definió la jurisdicción federal, del Estado Nacional (básicamente por las necesidades de la interconexión eléctrica y comercio entre provincias), la ley 24065 sancionada en los años 90 se integró con la anterior y ratificó la jurisdicción federal. La nación es quien recibe un canon por su propiedad y es quien decide si las opera o las concede, y es titular de los activos la nación porque los ha pagado y el beneficio es para el conjunto del país.

40 Alonso et al., 2021.



ción de monumentales presas son insoslayables. La retención de cuantiosos volúmenes de agua en embalses artificiales necesariamente modifica el régimen hidrológico e hidráulico de las corrientes de agua, lo que transforma los ecosistemas y genera afectaciones en la producción y en los modos de vida de las poblaciones humanas. En este sentido, bajo un esquema de fuerte desarrollo hidroeléctrico, la afectación del ciclo natural, del hábitat, de los pueblos que allí habitan es inevitable, siendo los grupos mapuches asentados sobre las riberas de los ríos Neuquén y Limay los que históricamente han sufrido las consecuencias más graves.<sup>41</sup>

Una vez operativos, los conflictos parten más bien de los criterios de erogación y regulación de los caudales, los cuales están expuestos a tensas relaciones de poder.<sup>42</sup> El hecho de manipular artificialmente y a discreción una fuerza natural de enorme potencial, cuyo funcionamiento brinda múltiples servicios esenciales para la sociedad, ha llevado a que las presas se hayan desarrollado bajo la órbita estatal, como activos estratégicos no solo para la generación eléctrica, sino para salvaguardar el funcionamiento de servicios básicos como la provisión de agua para consumo humano, industrial y para riego, para el control de crecidas, y para asegurar las condiciones de navegación fluvial.<sup>43</sup> Por caso, las presas han sido clave en el desarrollo de actividades productivas regionales de importancia nacional como la frutícola del Alto Valle del Río Negro, cuya producción de peras y manzanas, frutales de carozo y uva, representa la mitad de las exportaciones de fruta frescas del país.<sup>44</sup> No obstante, al contrario, las presas pueden funcionar también como catalizadores para la apropiación económica de los recursos hídricos, induciendo definiciones unilaterales cuando no se la opera bajo mecanismos de participación pública y social.<sup>45</sup>

Efectivamente, la oleada neoliberal introdujo múltiples actores del sector privado en la gestión de los servicios hídricos, desde el abastecimiento de agua potable y saneamiento, hasta el mantenimiento de las vías navegables y los sistemas de irrigación -en menor medida- y, por supuesto, en la operación de centrales hidroeléctricas. Este escenario, indujo una lógica mercantil en el manejo de los caudales, y una fragmentación de los diferentes usos en sectores que compiten de manera asimétrica por el destino del recurso, donde las empresas concesionarias lógicamente priorizaron las

---

41 Balazote y Radovich, 2007.

42 Ascencio y Rocha, 2022.

43 Azcoitia y Núñez, 2014.

44 Cámara Argentina de Fruticultores Integrados (C.A.F.I.). Disponible en <http://www.cafi.org.ar/nuestra-produccion/>

45 Ascencio y Rocha, 2022.

necesidades energéticas del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) por sobre otros usos como puede ser el de riego agrícola. La lógica detrás de las operaciones de las presas es definida casi enteramente por el concesionario, quién establece -a su criterio- valores del agua (\$/Hm<sup>3</sup>) menores a mayor nivel de embalse y mayor valoración a menor altura del embalse, de forma tal que el Organismo Encargado del Despacho (OED-Cammesa) procede a despachar o hacer generar a los distintos operadores hidroeléctricos de acuerdo a las disponibilidades hídricas existentes al momento de decisión y a la valoración del agua que haya realizado cada concesionario u operador. Esta situación hace que el sistema eléctrico, tanto desde una visión centralizada como desde la óptica del concesionario, intente reservar recursos hidroeléctricos, para generar en épocas más comprometidas y por ende de mayores precios.

Un claro ejemplo de la tensión entre múltiples actividades se hizo público en abril de 2008, cuando la sequía comenzó a ser considerada de carácter extraordinario en la región de Comahue, una región que padece estrés hídrico de manera permanente. En ese entonces, el Subsecretario de Producción de la Provincia de Neuquén, Rubén Larrondo, había pedido colaboración del Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas (AIC) y las empresas hidroeléctricas: “alertó que por la falta de erogación en la presa de Piedra de Águila no solo escasea el agua para consumo humano en Picún Leufú, sino que también para el riego agrícola”. Admitió que “el régimen de erogaciones fue acordado meses atrás”, pero recordó que fue en función de la crisis energética ya superada y por ende pidió que se “revea ese acuerdo, que haya solidaridad” y que “no solo se dé prioridad a un interés económico de las hidroeléctricas”.<sup>46</sup> El subsecretario destacó la falta de interés desde las empresas hidroeléctricas por acumular agua destinada al consumo energético durante el verano en un sitio menos perjudicial para la población. Dicho cambio de sitio de acumulación no produciría ganancias para la empresa, pero si les hubiese dado posibilidades a varias comunidades de contar con raciones del recurso.

Estas estrategias especulativas de los concesionarios para con el recurso hídrico también han ocasionado serios trastornos en los ecosistemas y en la biodiversidad, e incluso poniendo en riesgo la seguridad de las poblaciones aguas abajo. Por ejemplo, una elevada erogación puede ocasionar que el nivel de los embalses se acerque al mínimo permitido, con el consiguiente impacto aguas abajo a raíz de la elevación de la capa freática y luego la falta de agua para afrontar el período estival. Al contrario, han existido ocasiones en las que los embalses se han encontrado cerca del límite de su capacidad de contención producto del almacenamiento, lo que constituye

---

46 “Larrondo pide solidaridad a la AIC y a las hidroeléctricas”, *Diario Río Negro*, 07 de noviembre de 2007.

una amenaza ante la posibilidad de que eventos extremos de precipitación deriven en la necesidad de erogar el agua para mantener los niveles de seguridad, provocando trastornos aguas abajo. Por estos motivos existen restricciones a los caudales máximos y mínimos, para proteger las actividades en la cuenca baja, sin embargo, han existido situaciones en las cuales se ha priorizado la generación eléctrica por sobre otros usos.<sup>47</sup>

Otro asunto de extrema relevancia es la seguridad de las presas, responsabilidad que en la privatización se transfirió a los concesionarios, creándose el Organismo Regulador de Seguridad de Presas (ORSEP) para ejercer el poder de policía. En la práctica, los contratos de concesión se convirtieron involuntariamente en el marco normativo para el ORSEP, lo que se tradujo en aplicaciones heterogéneas, discrecionales y limitadas, que nublaron el papel que debe jugar el organismo y obturaron la posibilidad de una política nacional unificada. Los informes públicos esgrimen una carencia generalizada en relación a protocolos de acción ante eventos extremos, como puede ser las crecidas de los ríos.<sup>48</sup> A estas limitaciones se agrega también la creciente actividad sísmica generada por el *fracking* en Vaca Muerta,<sup>49</sup> donde complejos hidroeléctricos como el de Cerros Colorados y su cercanía al yacimiento Fortín de Piedra -donde opera la empresa Tecpetrol- ha despertado cierta intranquilidad entre expertos.<sup>50</sup> Allí se han detectado movimientos que podrían comprometer la integridad de la presa, fundamentalmente porque se trata de infraestructura no preparada para una zona sísmica.

Ahora bien, si el manejo de los recursos hídricos es un tema complejo, conflictivo y de alto riesgo, también es uno de elevada incertidumbre. Los caudales de los ríos dependen de la precipitación y del deshielo de las nevadas, los cuales se encuentran condicionados por las temperaturas y la estacionalidad. También dependen de los glaciares, cuya función como reservorios de agua en la cuenca alta resulta clave para los cauda-

---

47 El período entre mayo y agosto es donde se generan importantes crecidas, principalmente en el período preinvernal, época cuando aún la temperatura impide que la precipitación nival quede totalmente almacenada en alta montaña. En el caso del río Neuquén se han desarrollado fenómenos que han alcanzado un caudal de 5.000 m<sup>3</sup>/s -cuando la media es de 292 m<sup>3</sup>/s-, llegando a superar los 10.000 m<sup>3</sup>/s en julio de 2006 (máximo evento histórico). También en la zona del Alto Valle y Valle Medio del Río Negro se han producido numerosos aluviones (como el registrado en abril de 2014) que generaron graves perjuicios con afectación de vidas y bienes materiales (Diario Infobae, 07/04/2014)

48 AGN, 2011.

49 <https://agenciaterraviva.com.ar/la-tierra-tiembla-los-sismos-que-oculta-vaca-muerta/>

50 Roa Avendaño y Scandizzo, 2017.

les estivales. Naturalmente, la variación en cualquiera de los elementos del sistema hidroclimático incide de manera fundamental en la disponibilidad del agua superficial y, por ende, en la definición de su distribución entre distintos usos. Empero, en las últimas décadas se han hecho palpables los efectos del Cambio Ambiental Global sobre la magnitud y distribución de los caudales de los principales ríos a lo largo del año, así como en el retroceso de la mayoría de los glaciares andinos patagónicos.

De acuerdo con los resultados presentados en la Tercera Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, entre los impactos más significativos estaría la reducción de las precipitaciones en la zona cordillerana, en particular de las precipitaciones en forma de nieve durante el período invernal, y la aceleración de la tendencia regresiva de los glaciares. Así lo resume la Comunicación:

“[l]os caudales anuales medios de los grandes ríos del este de la Cuenca del Plata aumentaron notablemente entre 1960 y 2000, en conjunto un 35% (...) En cambio, las tendencias hidrológicas de los ríos que nacen en la Cordillera fueron generalmente opuestas, particularmente en el río Limay y en el Neuquén, desde alrededor de 1980, afectando negativamente la generación hidroeléctrica”.

Los guarismos son elocuentes de ello: el caudal promedio anual registrado en el río Limay entre los años 1980 y 2014 se redujo un 14% respecto al del período 1943-1979; el Neuquén presentó un caudal medio de 167m<sup>3</sup>/seg en 2019, frente al histórico de 292m<sup>3</sup>/seg; y se tiene previsto que el caudal medio del río Negro, que actualmente oscila en unos 850m<sup>3</sup>/seg, se reduzca a 670m<sup>3</sup>/seg en el corto plazo (ver Anexo III).<sup>51</sup>

En este marco, la necesidad de una participación público-social más activa y la recuperación de las tareas de planificación por parte de los organismos públicos sectoriales se torna evidente, no solo por el carácter estratégico y multipropósito de las presas, sino también porque los escenarios nacionales de cambio ambiental muestran una incidencia directa en la disponibilidad y calidad de los recursos hídricos en el corto/mediano plazo, lo que complejiza aún más esta situación. En los últimos años, la noción de cuenca como unidad para la gestión del agua se ha vuelto un debate político, pero que aún no ha trascendido desde lo técnico-hídrico a los temas generales

51 <https://www.rionegro.com.ar/a-cuidar-el-agua-bajara-un-20-el-caudal-de-los-rios-en-la-patagonia-norte-1011316/>

de la institucionalidad nacional. Las múltiples autoridades de cuenca creadas en el último tiempo se destacan por una baja participación y la predominancia de medidas unilaterales, que incluso se expresa en los contratos de concesión: «La concesionaria podrá a tal fin, por su propia cuenta y riesgo, coordinar su accionar con el de los demás generadores y usuarios del recurso hídrico en la cuenca». Desde una perspectiva de gestión por cuencas, esa coordinación debería ser obligatoria.<sup>52</sup> También la Gestión Integrada de Recursos Hídricos (GIRH) se ha desarrollado como una estrategia que tiene por objetivo gestionar el uso múltiple y racional del recurso hídrico y controlar el efecto de los fenómenos hidrológicos extremos. Empero, su aplicación suele ser una mera declaración de intenciones que se reitera con insistencia y que, en contados casos, logra ponerse en práctica con éxito.<sup>53</sup> Además, resulta vital la participación de las comunidades y poblaciones a las cuales impacta en múltiples sentidos el manejo de las presas. Una evidencia del carácter vital de la gestión integral del agua se ha puesto de manifiesto públicamente durante el año 2021, dada la bajante del Río Paraná y la escasez del recurso en la región del Comahue.

### **A modo de conclusión. Recuperar las presas: de la transición corporativa a la transición socioecológica**

En el contexto de Argentina, el análisis de la evolución de la energía hidroeléctrica y su proceso de privatización arroja luces sobre un fenómeno complejo. Durante décadas, el Estado desempeñó un papel crucial al financiar y construir represas hidroeléctricas, destinando una inversión pública considerable en este sector estratégico.<sup>54</sup> Sin embargo, en la década de 1990, se produjo un proceso de privatización que transfirió la propiedad y operación de estas represas a empresas privadas.<sup>55</sup> Este cambio de propiedad condujo a ganancias sustanciales para las empresas concesionarias, a menudo recuperando su inversión en un tiempo relativamente corto, lo que plantea preguntas sobre la eficacia de esta privatización en beneficio del país en su conjunto.<sup>56</sup> A pesar de las ventajas de la energía hidroeléctrica en términos de generación de energía limpia, la falta de reinversión y la financiarización del sector energético sugieren la necesidad de un debate más profundo sobre cómo gestionar los recursos naturales y equilibrar los intereses económicos y ambientales en la transición hacia una matriz energética más sostenible.

---

52 Juncal, 2019.

53 *Idem*.

54 Ascencio y Rocha, 2022.

55 Ceppi, 2018; Rubio y Tafunell, 2014.

56 Azpiazu et al., 2008; Kozulj, 2015.



Las condiciones de cambio ambiental global, el declive constante de la producción fósil, la consiguiente “electrificación” de las matrices energéticas, convierten al recurso en uno que, desde una perspectiva de planificación estatal democrática, debería ser gestionado por fuerzas público-sociales bajo un parámetro no mercantil, como un bien común. La pandemia del COVID-19 ha marcado un horizonte de visibilidad acerca de la comprometida situación del tejido vital de la biósfera en su conjunto. La mercantilización de los bienes comunes y públicos inhibe una necesaria transición socioecológica, puesto que no se maneja por criterios ambientales, de gestión democrática, o de economía social. Esto demanda un cambio radical en las lógicas operación, bajo nuevos parámetros que incluyen las necesidades del sistema en su conjunto, y no las de un particular, y que necesariamente deberá incorporar los diferentes usos y actores involucrados en la cuenca.

El control estratégico y el régimen energético corporativo se han convertido en una realidad que influye de manera significativa en el sector energético nacional.<sup>57</sup> Grandes corporaciones globales, respaldadas por un marco regulatorio favorable, han consolidado un dominio oligopólico que les otorga un poder político y económico desmedido. Esto se traduce en beneficios sustanciales para estas empresas, a menudo a expensas de los usuarios y del desarrollo sostenible del sector. La falta de inversión, la captación de rentas y la influencia en las decisiones gubernamentales son características definitorias de este régimen.<sup>58</sup> En contraste, en otros países, especialmente en Europa, se observa una tendencia hacia el fortalecimiento del control público y la soberanía energética.<sup>59</sup> Este contraste resalta la necesidad de repensar el enfoque regulatorio en Argentina y reconsiderar el papel del Estado en la gestión y regulación de un sector estratégico para el bienestar de la sociedad y el desarrollo sostenible del país. Claro está, los actores sociales que están inscriptos territorialmente en torno a las presas, aquellos a los que afecta especialmente, y los que habitan los amplios cauces de los ríos, deben participar en los ámbitos de gestión, así como los sindicatos que agrupan a los trabajadores del sector. Esta visión integral solo puede ser alcanzada desde una gestión pública y social.

Progresivamente, las sociedades reclaman una gestión de los ríos de sustentabilidad fuerte en relación con el medio natural, compatible con sus múltiples propósitos energéticos, vinculados a la economía local de pequeña escala, y que posibilite el disfrute de valores intrínsecos como el cultural, estético y recreativo.<sup>60</sup> Resulta esencial,

---

57 Ceppi, 2018; Navarro Rocha, 2020.

58 Bertinat y Kofman, 2019.

59 Hansen y Percebois, 2020.

60 Juncal, 2019.



entonces, que la gestión hídrica se aborde desde un enfoque integrador, y en este sentido, la recuperación de las presas como activos público-sociales son una forma de terminar con las políticas discrecionales que privilegian las necesidades del sistema interconectado nacional por sobre las necesidades regionales, y de hacer operativos los principios que se mencionan en el Plan Hídrico Nacional de 2003, en lo que refiere al compromiso y trabajo conjunto de los organismos de gobierno con usuarios del agua, a lo que se suma los organismos científicos para alcanzar una capacidad de respuesta frente a los escenarios de cambio ambiental global.

En esta línea, el hecho de que cualquier proyecto de transición requiera amplias capacidades de inversión redundante en que la desprivatización de la renta hidroeléctrica sea esencial. Hasta aquí, la renta no redundó en una inversión de peso en energías alternativas, sino que, a casi 30 años de la desregulación del mercado eléctrico, la dependencia de los combustibles fósiles continuó en aumento, pero con el agravante de que lejos de crearse un mercado abierto y competitivo, se conformó un oligopolio que puso en manos privadas decisiones estratégicas. Es el mismo sector de poder que frente al paulatino ocaso de los combustibles fósiles ahora encara una transición energética corporativa -una acumulación por desfosilización-, como la que inauguró el macrismo con la instalación de las rondas de energía renovable. No es extraño, entonces, que un elemento evidente de estos perjuicios lo ilustre la construcción de las presas Néstor Kirchner y Jorge Cepernic en la provincia de Santa Cruz, las cuales se realizan con financiamiento y tecnología proveniente de la República Popular China. Una iniciativa que incluso buscaba darle más peso a la generación de energía local, dado que el régimen corporativo energético instalado en los años noventa terminó por descompensar drásticamente la balanza comercial energética del país. A la vista del sobrado beneficio que han obtenido las firmas, resulta una absoluta incoherencia perder una renta que puede quedar en manos públicas. La presencia decisiva del Estado en tanto representante público debe asentarse en que la energía es un derecho, un bien común estratégico, el cual para ser tratado como tal no debería considerarse un *commodity*.

Por último, así como la presencia del Estado en la construcción y gestión de las presas implicó no solo un aprovechamiento energético sino también una amplia red de servicios sociales, culturales, recreacionales y residenciales, su desprivatización podría ser un paso para recuperar aquellas “externalidades positivas” que redundaron en mejorar las economías regionales. Así lo expresa parcialmente el ex secretario de Energía de la Nación -entre 1986 y 1988- y actual presidente del Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”: “el costo reducido (de operación de las hidroeléctricas) puede servir para múltiples fines energéticos y sociales si es correctamente

gestionado. Puede apuntalar los fondos para subsidiar a los consumos energéticos que deban ser subsidiados; puede generar tarifas promocionales; y también para promover el desarrollo de las fuentes energéticas alternativas”.<sup>61</sup> Es claro que la vuelta de estos activos estratégicos a manos público-sociales abre un abanico extenso de opciones, las cuales deberán ser cuidadosamente examinadas.

*Fecha de recepción:* 23 de febrero de 2023

*Fecha de aprobación:* 14 de febrero de 2024

## Bibliografía

Abraham, Luis; Kofman, Miguel; López Crespo, Fernando (2018), *Los dueños de la energía en Argentina. Dinámica sectorial 2015-2017*, Buenos Aires, Fundación Friederich Ebert.

Academia Nacional de Ingeniería (2016), *Desarrollo del sector hidroeléctrico argentino. Documento 6*. Buenos Aires: Instituto de Energía, Academia Nacional de Ingeniería.

Agencia Internacional de Energía (IEA) (2022), *World Energy Outlook 2022*, París, IEA.

Alonso, José Luis; Bellido, Pablo Abogado; Bohoslavsky Carlos; Devoto, Gustavo; Fagan, Roberto; Malinow, Guillermo; Navarro, Oscar; Pontoriero, Gustavo; Pujol, Alejandro; Riavitz, Luis (2021), *Propuestas alternativas para el desarrollo de nuevos aprovechamientos hidroeléctricos*, Buenos Aires, documento preparado por profesionales de distintas especialidades de la ex HIDRONOR S.A.

Argento, Melisa; Slipak, Ariel (2022), “Ni oro blanco ni capitalismo verde. Acumulación por desfosilización en el caso del litio ¿argentino?”, *Cuadernos de Economía Crítica*, vol. 8, N° 15 (on line). <https://sociedadeconomiacritica.org/ojs/index.php/cec/article/view/277>

Ascencio, Débora; Rocha, Leandro N. (2022). “Auge y declive de las empresas públicas argentinas en el sector eléctrico: un estudio a partir de las firmas Agua y Energía Eléctrica, SEGBA e Hidronor (1943-1983)”, *Revista de Gestión Pública*, vol. 56, N° 88.

Auditoría General de la Nación (2011), *Plan Federal de Control de Inundaciones*, Buenos Aires, Auditoría General de la Nación.

61 <https://www.rionegro.com.ar/la-reversion-de-las-concesiones-hidroelectricas-1448990/>

Azcoitia, Alfredo; Núñez, Paula Gabriela (2014), "Las represas hidroeléctricas de la región Comahue: expectativas de un desarrollo parcial", *Agua y Territorio/Water and Landscape*, vol. 4, N° 12-22.

Azpiazu, Daniel; Bonofiglio, Nicolás y Nahón, Carolina (2008), *Agua y energía: mapa de situación y problemáticas regulatorias de los servicios públicos en el interior del país*, FLACSO, Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales.

Balazote, Alejandro. O.; Radovich, Juan C. (2007), "Reasentamientos poblacionales en Norpatagonia, Argentina como consecuencia de la construcción de megarepresas hidroeléctricas", mimeo, Buenos Aires (on line). [http://www.ecsb2007.ufba.br/layout/padro/azul/ecsb2007/arquivos\\_anteriores/st4\\_08.pdf](http://www.ecsb2007.ufba.br/layout/padro/azul/ecsb2007/arquivos_anteriores/st4_08.pdf)

Bertinat, Pablo; Chemes, Jorge; Forero, Lyda (2020), *Transición energética. Aportes para la reflexión colectiva*; Rosario; Taller Ecologista.

Bertinat, Pablo y Kofman, Marco (2019), *Los dueños de la energía: una aproximación al poder empresarial energético en América Latina*, Fundación Friedrich Ebert Stiftung, Argentina.

Botero, Sergio (2011), Análisis de los costos de capital (o inversión) en la generación de energía y su impacto en los mercados eléctricos de América Latina, (on line). <https://vicesenelfenix.economicas.uba.ar/analisis-de-los-costos-de-capital-o-inversion-en-la-generacion-de-energia-y-su-impacto-en-los-mercados-electricos-de-america-latina/>

Ceppi, Natalia (2018), "Política energética argentina: un balance del período 2003-2015", *Problemas del desarrollo*, vol. 49, N° 192, pp. 37-60.

García Zanotti, Gustavo (2020), *Trayectorias divergentes en la financiarización de las grandes empresas extranjeras no financieras de Argentina y Brasil durante el nuevo milenio (2000-2017)*, tesis para optar por el grado de Doctor en Desarrollo Económico. Universidad Nacional de Quilmes. Argentina

Garrido, Santiago; Ruggeri, Emilia (2017), Análisis del proceso de privatización de las grandes empresas argentinas de energía eléctrica, *XVI Jornadas Interescuelas de Historia*, Mar del Plata.

Giannetti, Renato (2011), "Industrial Policy and the Nationalization of the Italian Electricity Sector in the Post-World War II Period", en Amatori, Franco; Millward, Robert; Toninelli, Pier A. (eds.), *Reappraising State-Owned Enterprise. A Comparison of the UK and Italy*, Routledge, pp. 256-276.

Hansen, Jean Pierre; Percebois, Jacques (2020), *Transición (es) eléctrica (s): lo que Europa y los mercados no supieron contarte*, Buenos Aires, Editorial Biblos.

Höhl, Johanna (2018), "Hidroelectricidad y pueblos indígenas: un análisis del megaproyecto Ralco en la Región Bio Bio, Chile", en Ulloa, Astrid, Romero Toledo, Hugo (eds.), *Agua y disputas territoriales en Chile y Colombia*, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, pp. 297-333.

Juncal, Santiago (2019), "La regulación y el control de la seguridad de presas en la Argentina", *Estado Abierto. Revista sobre el Estado, la administración y las políticas públicas*, vol. 2, N° 3, pp. 117-151.

Kazimierski, Martín; Argento, Melisa (2021), "Más allá del petróleo. En el umbral de la acumulación por desfosilización", *Relaciones Internacionales*, vol. 30, N° 61, pp. 230-261.

Kozulj, Roberto (2015), *El sector energético argentino. Un análisis integrado de sus problemas, impactos y desafíos macroeconómicos*, Universidad Nacional de Río Negro, Viedma.

Grupo de trabajo (2012), "Propuesta para el Sector Hidroeléctrico de la República Argentina 2012-2023", Elaboración Programática del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", Buenos Aires (on line). <https://www.iarh.org.ar/content/download/962/9415/file/4feef413a043f.pdf>

Navarro Rocha, Leandro (2020), "Financiarización en grandes empresas argentinas: El grupo Pampa Energía (2004-2019)", *Olafinanciera*, vol. 13, N° 37, pp. 66-89.

ONU (2021). Los planes de producción de combustibles fósiles están peligrosamente fuera de sincronía con el Acuerdo de París. Disponible en: <https://www.unep.org/es/noticias-y-reportajes/comunicado-de-prensa/los-planes-de-produccion-de-combustibles-fosiles-de-los>

Radovich, Juan C.; Balazote, Alejandro; Piccinini, Daniel (2012), "Desarrollo de represas hidroeléctricas en la Argentina de la posconvertibilidad", *Avá. Revista de Antropología*, N° 21, pp. 1-19.

Roa Avendaño, Tatiana; Scandizzo, Hernán (2017), "Energías extremas, expresión del Capitaloceno", *Ecología política*, vol. 53, pp. 52-55.

Rubio, M. del M., y Tafunell, X. (2014). Latin American hydropower: A century of uneven evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, pp. 323-334. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.068>

Svampa, M. (2018). Imágenes del fin. Narrativas de las crisis socioecológicas en el Antropoceno. *Nueva Sociedad*, N° 278, pp. 151-164.

## Fuentes primarias: artículos periodísticos

<http://www.camarco.org.ar/File/GetPublicFile?id=882>

<http://www.energiaytransporte.com.ar/Noticias/Noticias-202008/El-debate-por-las-concesiones-hidroelectricas-llego-al-Congreso.html>

<http://www.magicasruinas.com.ar/revistero/argentina/argentina-el-chocon-demasiado-caro.htm>

<http://www1.rionegro.com.ar/diario/2007/11/07/200711r07s02.php>, consultado 12-2013.

<https://agenciatiterraviva.com.ar/la-tierra-tiembla-los-sismos-que-oculta-vaca-muerta/>

<https://economiasustentable.com/noticias/para-quien-va-el-negocio-el-gobierno-analiza-el-futuro-de-las-mayores-centrales-hidroelectricas-del-pais>

<https://mase.lmneuquen.com/hidroelectricas/cuanto-dejan-las-hidroelectricas-n730428>

<https://www.elcohetealaluna.com/como-gobernar-la-argentina-offshore/>

[https://www.eldiario.es/opinion/zona-critica/nacionalizacion-electrico-psoe-pp-muestran\\_129\\_3872542.html](https://www.eldiario.es/opinion/zona-critica/nacionalizacion-electrico-psoe-pp-muestran_129_3872542.html)

<https://www.elsaltodiario.com/energia-hidroelectrica/nacionalizacion-centrales-hidroelectricas-mas-cerca>

<https://www.infobae.com/2014/04/07/1555690-neuquen-un-muerto-y-mas-1300-evacuados-el-temporal/>

<https://www.iprofesional.com/notas/121142-Ganancias-criterio-de-la-Corte-sobre-titulos-publicos-disparo-polemica-entre-los-especialistas>

<https://www.lettrap.com.ar/nota/2020-8-6-16-10-0-neuquen-y-rio-negro-debaten-sobre-la-provincializacion-de-las-hidroelectricas>

<https://www.rionegro.com.ar/a-cuidar-el-agua-bajara-un-20-el-caudal-de-los-rios-en-la-patagonia-norte-1011316/>

<https://www.rionegro.com.ar/la-reversion-de-las-concesiones-hidroelectricas-1448990/>

<https://www.rionegro.com.ar/la-reversion-de-las-concesiones-hidroelectricas-1448990/>

**ANEXO 1:** Fecha de caducidad y potencia disponible

Vencimiento	N° de Concesiones	N° de presas	Potencia (MW)
2023	4	5	4257
2024	3	6	663.7
2025	3	6	675.16

**Fuente:** elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía, 2020

**ANEXO 2.** Composición accionaria de las presas concesionadas

Sociedad	Accionistas	Participación
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	HidroInvest S.A.	59.00%
	Provincia de Neuquén	29.90%
	Enel Argentina S.A.	6.19%
	Enersis Américas S.A.	2.48%
	Germano Valle	0.43%
	Provincia de Río Negro	0.00%
	Banco de la Nación Fiduciario	2.00%
Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A.	Orazul Cerros Colorados S.A. (Hasta 2016 Duke Energy Cerros Colorados S.A.)	93.50%
	Cooperativa CAEF	6.50%
Hidroeléctrica Alicurá S.A.	AES Alicurá S.A.	100%
Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A. (fue absorbido por Central Puerto S.A. en 2014)	Central Puerto S.A.	61.00%
	Provincia de Neuquén	13.00%
	Estado Nacional	26.00%
Hidroeléctrica Los Nihuales S.A.	Inversora Los Nihuales S.A.	51.00%
	Provincia de Mendoza	47.00%
	Programa de Propiedad Participada	2.00%



Sociedad	Accionistas	Participación
Hidroeléctrica Diamante S.A.	Inversora Diamante S.A.	59.00%
	Provincia de Mendoza	39.00%
	Programa de Propiedad Participada	2.00%
Hidroeléctrica Río Hondo S.A.	Holdec Inversora S.A.	82.49%
	Apuaye	15.51%
	Programa de Propiedad Participada	2.00%
Hidroeléctrica Tucumán S.A.	Holdec Inversora S.A.	90.20%
	Apuaye	7.80%
	Programa de Propiedad Participada	2.00%
Hidroeléctrica Fatelefú S.A.	Aluminio Argentino S.A.	60.20%
	Provincia de Chubut	33.51%
	Otros	6.29%
Hidroeléctrica Río Juramento S.A.	AES Alicura S.A.	98.00%
	Provincia de Salta	2.0%

**Fuente:** elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía, 2020

### ANEXO 3. Caudales de los principales ríos

Río	2018 (m3/segundos)	2019 (m3/segundos)	Histórico (m3/segundos)
Paraná	13.670	10.828	13.266
Uruguay	4.612	6.235	4.879
Neuquén	204	167	292
Limay	233	199	260
Collón Curá	322	317	391
Futalefú	270	212	277

**Fuente:** elaboración propia en base a datos de Cammesa, 2019