



Universidad de San Martín
Instituto de Altos Estudios Sociales
Maestría en Sociología Económica

A 30 años de la privatización: un análisis de la evolución del mercado del gas a partir de la intervención económica estatal, la acción empresarial y el desempeño económico y financiero de Metrogas (1999-2019)

Tesista: Lic. Nicolás Calcagno

Director: Dr. Esteban Serrani

Buenos Aires, 2023

Índice

Introducción	4
Capítulo 1. Aportes de la sociología económica para analizar el caso argentino en relación al sector energético y el mercado del gas	9
Perspectivas clásicas sobre el desarrollo económico: el rol del Estado, el papel del sector privado y la industrialización.....	10
Los países periféricos y los casos latinoamericanos.....	13
La consolidación de los enfoques contemporáneos sobre el desarrollo económico.....	14
Las restricciones al desarrollo económico asociadas a la relación entre el Estado y el sector privado: una visión desde la sociología económica.....	19
Los conceptos elegidos para analizar el caso argentino.....	22
Los abordajes del sector energético y el mercado del gas en esta clave.....	24
Capítulo 2. Intervención económica estatal en el mercado del gas: gestión estatal, privatización y evolución posterior hasta 2019	26
La gestión estatal del gas natural.....	27
Las transformaciones de los años noventa: bases del mercado actual a partir de la privatización y la convertibilidad.....	35
<i>La anatomía del mercado del gas natural</i>	35
<i>Una nueva política de precios y tarifas para un nuevo mercado</i>	41
Las distintas fases de la posconvertibilidad hasta 2015.....	46
El gobierno de Cambiemos.....	51
Capítulo 3. La acción empresaria de Metrogas: de la convertibilidad al gobierno de Cambiemos	60
Los años noventa: inicio de operaciones, convertibilidad y crisis.....	60
Posconvertibilidad kirchnerista: renegociación, pesificación, congelamiento tarifario y la provisoriedad extendida.....	72
<i>Primera etapa: ¿un nuevo mercado gasífero? (2003-2006)</i>	72
<i>Segunda etapa: el desgaste de las herramientas (2007-2011)</i>	78
<i>Tercera etapa: los ajustes pendientes (2012-2015)</i>	85
Cambiemos el mercado del gas: normalización acelerada, tensiones acumuladas y fracaso.....	90
Capítulo 4. El desempeño económico-financiero de Metrogas y la evolución de variables macroeconómicas y sectoriales asociadas al mercado del gas (1999-2019)	102
Parte I: Evolución de variables macroeconómicas, sectoriales y empresariales	103
Evolución del frente fiscal, el frente externo, producción e importaciones de gas.....	103
Evolución de variables clave para el análisis del desempeño económico-financiero de Metrogas (1999-2019).....	115

Parte II: Evolución tarifaria y desempeño económico-financiero de Metrogas en clave comparada	140
Evolución tarifaria de Metrogas (1999-2019).....	140
El desempeño de Metrogas en relación al segmento distribuidor: los casos de Camuzzi Gas Pampeana y Naturgy Ban (1999-2019).....	149
Conclusiones	164
Referencias bibliográficas	172
Notas de prensa	180
Anexo documental normativo	181
Anexo de información estadística	187

Introducción

Esta investigación se propone analizar el funcionamiento del complejo privado-estatal en el mercado gasífero argentino, a partir de la trayectoria de Metrogas a lo largo del período que abarca desde la fase final de la convertibilidad hasta el gobierno de Cambiemos, identificando los aspectos de este funcionamiento que actuaron como restricciones al desarrollo.

En este sentido, y al ahondar en el análisis de los procesos de desarrollo, el sector energético adquiere especial relevancia. En primer lugar, por la implicancia de los servicios públicos energéticos (gas y electricidad) en la conformación de los niveles de desarrollo humano¹.

En segundo lugar, la relevancia del sector energético está relacionada con su rol dentro de la actividad económica, por funcionar como insumo difundido hacia distintas ramas de la producción, y por su peso dentro de las cuentas nacionales, fundamentalmente a raíz de su incidencia en la dinámica del frente externo² (por las divisas que puede requerir o eventualmente aportar para morigerar los efectos de la restricción externa) y en la dinámica del frente fiscal³ (por el nivel del gasto en subsidios económicos que puede requerir).

De esta forma, la evolución del sector energético condiciona el margen de maniobra del Estado en sus intervenciones económicas, así como el dinamismo del sector privado. A su vez, cabe señalar que, dentro del rubro energético, el mercado del gas se destaca en el caso argentino, ya que la matriz energética depende mayoritariamente de este recurso (Kozulj, 2012; Kulfas, 2016; Griffa, 2018, CAMMESA, 2020, Serrani y Barrera, 2018).

Considerando entonces la influencia del sector energético y, en particular, del mercado gasífero en los procesos de desarrollo; y teniendo en cuenta que el caso argentino presenta, de acuerdo a los distintos abordajes teóricos recuperados en este trabajo, restricciones para encarar un sendero de desarrollo sostenido, surgen interrogantes acerca de cuál ha sido el rol del Estado y de los agentes privados en este proceso durante las últimas décadas.

El abordaje de estos interrogantes se realiza mediante el estudio de la evolución del mercado gasífero, particularmente atendiendo el ángulo de visión del segmento distribuidor, desde finales de los años noventa hasta el gobierno de Cambiemos. ¿Cuáles fueron los rasgos de la intervención económica estatal que marcó este estado de situación? ¿Cómo se construyó la acción empresarial y cuál fue el desempeño del sector privado a lo largo de estos años? ¿Cómo se constituyó el vínculo entre las dos agencias (privada y estatal) y qué resultados tuvo en

¹ De acuerdo a diversos documentos de Organismos internacionales, tales como el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Ver PNUD-CEPAL-GTZ (2009): *Contribución de los servicios energéticos a los Objetivos de Desarrollo del Milenio y a la mitigación de la pobreza en América Latina y el Caribe*. Santiago de Chile. Naciones Unidas.

² Nos referimos al aspecto de la economía argentina en el que se desenvuelven las transacciones entre agentes locales y extranjeros. En este aspecto, resulta central la relación de la moneda local con la moneda extranjera, en particular, el dólar. Por lo tanto, una variable central que determinará la dinámica del frente externo será la entrada y salida de dólares.

³ Nos referimos al aspecto de la economía argentina en el que se desenvuelven las transacciones realizadas por el Estado, determinadas por la recaudación y las erogaciones del fisco. En este aspecto, resulta central la relación entre los ingresos y el gasto público, ya que de allí surge el presupuesto disponible para ser destinado al desarrollo de la política económica, y particularmente a la política económica para el área energética.

términos micro y macroeconómicos? ¿Qué aspectos del funcionamiento de este complejo estatal-privado y de sus resultados actuaron como restricciones al desarrollo?

La hipótesis que guía este trabajo se estructura en torno a la idea de que el principal escollo en ese sentido estuvo relacionado con una inadecuada articulación de las capacidades estatales y de la acción empresaria en pos de resultados económicos que estuvieran claramente establecidos para el sector. En el caso de las capacidades estatales, el despliegue de las intervenciones económicas no resultó consistente y duradero, a efectos de lograr una previsibilidad en la prestación del servicio por parte de los actores privados. En el caso del sector privado, la reticencia a aceptar lineamientos de política económica que afectaran sus condiciones de operación dificultó la implementación de regulaciones efectivas para todo el sector. De este modo, se evidenció la imposibilidad de consolidar un programa sostenido a nivel macroeconómico y sectorial que estuviera apoyado en acuerdos básicos entre el Estado y el sector privado, y que a su vez habilitara la proyección de una prestación del servicio público compatible con una evolución previsible de las principales variables empresariales.

Para avanzar en estas respuestas resulta necesario recuperar algunos elementos de los debates y planteos teóricos sobre los procesos de desarrollo, en los que se ha discutido sobre el rol del Estado y el papel del sector privado como agentes protagónicos.

En el marco de este trabajo, recuperamos los aportes de Amdsen y Evans, quienes lograron mayores precisiones conceptuales acerca de la relación que el propio Estado entabló con empresarios, a través de los conceptos de “reciprocidad” y “autonomía enraizada”, respectivamente, en procesos de desarrollo exitosos como los de Corea del Sur, Japón y Taiwán. Siguiendo esta serie de problematizaciones, pero tomando en consideración la situación argentina y en sintonía con los planteos de Fajnzylber (1990), Sunkel (1991) y Ocampo (1998), también rescatamos, por un lado, el legado de Nochteff (1994), quien incorporó a sus elaboraciones una explicación de las restricciones al desarrollo argentino, enfocándose en el comportamiento reluctante a las innovaciones de la elite económica, y en la ausencia de políticas científicas y de innovación tecnológica duraderas durante el siglo XX.

Por otro lado, y continuando por este camino, retomamos elementos teóricos de Ana Castellani (2006, 2012), quien profundizó la mirada relacional del fenómeno a través de un concepto que permitió dar cuenta de la interacción entre los dos actores reseñados. Así, el *ámbito de acumulación*, y, sobre todo, el *ámbito privilegiado de acumulación* (APA), permitió iluminar los mecanismos del complejo estatal-privado que traban el desarrollo en economías como la argentina, en diálogo con los aportes de Nochteff.

Desde de esta perspectiva, pero con la mirada apuntando específicamente hacia el mercado gasífero argentino, diversas investigaciones analizaron la vinculación de las intervenciones económicas estatales con los agentes privados durante los años noventa (Aspiazu y Schorr, 2001; Gadano, 1998; Kozulj, 2000) y durante los años más afectados por la crisis de la convertibilidad (Kozulj, 2005). Sin embargo, en la medida que son menos las elaboraciones que abordan la evolución del mercado gasífero en el mediano plazo hasta períodos más actuales y centrados en el segmento distribuidor, resulta interesante enriquecer las discusiones en torno a la evolución posterior, que desembocó en una serie de desequilibrios macroeconómicos, sectoriales y empresariales, surgidos con mayor claridad durante el último tramo de los gobiernos kirchneristas en la industria del gas y el sector energético, con aristas problemáticas tanto en el frente fiscal como el frente externo (Navajas, 2015; Kulfas, 2016;

Arceo, 2018; Serrani, y Barrera, 2018; Urtbiztondo, 2016; Serrani y Pérez, 2020; Einstoss, 2020).

De esta manera, este trabajo surge como un aporte a estas discusiones, ubicándose en la intersección del estudio de las restricciones al desarrollo económico para economías periféricas como la argentina, y los antecedentes que abordaron el análisis del complejo estatal-privado del sector energético y del mercado gasífero durante los años de convertibilidad y posconvertibilidad. Con este enfoque, investigamos los elementos de la relación entre el Estado y el sector privado que afectaron la evolución del mercado gasífero, desde su privatización y en un mediano plazo. Para ello, observamos cuál es el modo en el que se articularon la *intervención económica estatal* y la *acción empresarial*, así como también cuál fue la evolución macroeconómica y sectorial y el *desempeño económico-financiero* resultante de este proceso en las empresas involucradas.

En este caso, ingresamos al análisis del mercado gasífero desde el ángulo de la distribución, a través del estudio de una empresa clave de este segmento, Metrogas, en su interacción con el resto de los segmentos de la cadena (producción y transporte) y atendiendo especialmente a la relación que fue tejiéndose con el Estado. Así, la investigación se enmarca temporalmente en el período que abarca los años finales de la convertibilidad, y posteriormente, la posconvertibilidad kirchnerista y del gobierno de Cambiemos (1999-2019), a efectos de tener una mirada más cabal del proceso y contribuir a una mejor comprensión de las transformaciones estructurales del sector desde su privatización (1992) hasta la actualidad.

Para llevar a cabo esta tarea, la estrategia metodológica que utilizamos articula dos niveles de análisis: uno hipotético deductivo, que trabaje sobre el nivel macroeconómico y sectorial, y otro inductivo, que trabaje sobre el nivel microeconómico empresarial.

Por consiguiente, examinamos la *estructura del mercado de gas* (composición de oferta y demanda, criterios de fijación de precios y tarifas, pautas de acceso, entre otras); *el marco regulatorio* (tipo de normas que regulan la actividad y los actores intervinientes en su creación y modificación); *los actores socioeconómicos* (del mercado como tal, y que afecten especialmente al segmento de la distribución); *las articulaciones estatal-privadas* (intercambios formales, acuerdos, presiones corporativas, participación en la administración pública, entre otras) y *los mecanismos de generación de rentabilidad* dentro de este mercado, con especial atención a aquellos de carácter privilegiado (fijación de precios, subsidios, niveles de concentración, entre otras).

Para dar cuenta de la *intervención económica estatal*, entendida como el tipo de acción del Estado con impacto económico, identificamos las distintas medidas de política económica tomadas durante el período en el rubro energético, y en particular en el mercado del gas, con especial atención a lo sucedido en el segmento de la distribución. Asimismo, observamos los instrumentos utilizados en la implementación de estas políticas económicas, así como a sus objetivos y resultados. Con ese fin, revisamos diversos documentos normativos y regulatorios de las distintas dependencias estatales involucradas en la ejecución de la política energética que afectara al mercado del gas, así como también recabamos datos cuantitativos de distintas dependencias públicas y privadas.

Respecto de la *acción empresarial*, atendemos a las distintas decisiones microeconómicas tomadas por Metrogas en función de su interacción con el Estado, en relación con el manejo

del capital, con el nivel de ventas y de inversión, así como con la estructura de costos, la política comercial, la remisión de utilidades y el endeudamiento, entre otras variables.

En la misma clave, el *desempeño económico-financiero* de Metrogas se examina a través de una serie de variables e indicadores contables relativos al servicio público de distribución de gas por redes. Atendemos a la evolución de las ventas, la rentabilidad y las inversiones, en el marco de la evolución de la situación económico-financiera de la empresa, así como también se observan los resultados empresariales. Adicionalmente, observamos la evolución patrimonial de la compañía junto con otras variables complementarias, entre las que se destaca la dinámica tarifaria durante el período analizado.

La estrategia metodológica utilizada es de tipo cuali-cuantitativa, y está basada en el manejo de datos secundarios, que aporten a definir rasgos objetivos del complejo estatal-privado del mercado del gas. Con ese fin, recabamos información documental y estadística proveniente de fuentes gubernamentales y privadas asociadas al sector energético y gasífero y a la trayectoria empresarial de Metrogas dentro del segmento distribuidor. Trabajamos entonces con memorias y estados contables de las compañías distribuidoras, junto con diversas fuentes institucionales y periodísticas asociadas al sector energético y al mercado gasífero, así como con datos públicos, particularmente del Ente Nacional Regulador del Gas, de la Secretaría de Energía y del Ministerio de Economía.

El capítulo 1 se centra en los fundamentos teóricos y los antecedentes de estudio sobre el tema. Allí, se hace especial énfasis en dos cuestiones. Por un lado, en los distintos enfoques que, desde mediados del siglo XX, problematizaron el rol del Estado y del sector privado en los procesos de desarrollo económico, de manera tal de identificar elementos de esta relación que puedan oficiar como restricciones para su avance. Por el otro, en las investigaciones que han recuperado algunas de estas inquietudes para el caso argentino, y que han trabajado más particularmente sobre el área energética y el mercado del gas, desde una perspectiva asociada a la sociología económica.

En el capítulo 2, contando ya con un marco de discusiones conceptuales y antecedentes académicos explicitado, nos adentramos en la descripción de la evolución del mercado gasífero argentino durante el período 1999-2019. En ese sentido, nos proponemos delimitar las continuidades y rupturas que supuso su funcionamiento, considerando los principales lineamientos de la intervención económica estatal desplegada durante los gobiernos de la convertibilidad; luego, durante la posconvertibilidad de los gobiernos kirchneristas hasta 2015; y posteriormente, durante la administración de Cambiemos, hasta 2019. De esta manera, identificamos las variaciones normativas y de política económica que definieron cada uno de los períodos gubernamentales, teniendo en cuenta las repercusiones de estos cambios en el plano empresario.

En el capítulo 3 la mirada se dirige hacia la acción empresarial de Metrogas dentro el segmento distribuidor, en el marco de su relación con la intervención económica estatal y la evolución descrita en el capítulo anterior. Para ello reconstruimos los posicionamientos, las discusiones presentes en la empresa y las decisiones microeconómicas tomadas ante las diversas coyunturas y eventos ocurridos, prestando particular atención a cómo evolucionaron las posturas en relación al Estado sobre puntos centrales que afectaron a la prestación del servicio. Asimismo, identificamos en función de estos posicionamientos y condiciones, distintas etapas

conceptuales de la relación con el Estado durante este tiempo, lo que nos dará cuenta de cómo fue construyéndose el funcionamiento efectivo del complejo estatal-privado en el mercado gasífero.

Finalmente, en el capítulo 4 analizamos los resultados de cómo fue configurándose la evolución del mercado gasífero desde las dos ópticas descritas previamente en los capítulos 2 y 3. Se observan entonces datos de la evolución macroeconómica (fundamentalmente del frente fiscal y del frente externo) y sectorial (las variaciones en la oferta de gas, contemplando el peso de la producción local y de las importaciones), en relación con datos relativos al desempeño de Metrogas a lo largo del período observado (surgidos de sus estados contables). Para ello, analizamos una serie de variables e indicadores económicos y financieros de la empresa, así como la dinámica tarifaria que tuvo lugar desde la fase final de la convertibilidad hasta 2019. A su vez, y con el fin de complementar el análisis, realizamos una comparación de la evolución de algunas variables empresariales de Metrogas con dos empresas del segmento distribuidor del mercado gasífero (Camuzzi Gas Pampeana y Naturgy Ban), lo que nos permitirá comprender con mayores elementos las tendencias y procesos descritos en capítulos previos.

Capítulo 1. Aportes de la sociología económica para analizar el caso argentino en relación al sector energético y el mercado del gas

Para poder analizar correctamente la evolución del complejo estatal-privado del mercado gasífero durante el período de estudio, deberemos observar por separado el papel de la agencia estatal y el de la agencia empresarial dentro de esta relación. De allí que, por un lado, nos interese por elucidar las características de la intervención económica estatal, y, por otro lado, observemos los rasgos de la acción empresarial desplegada por la compañía, en el marco de un mercado del gas atravesado por las acciones de otros actores empresariales, tanto de los segmentos de la producción y el transporte como de la distribución.

A los fines de ubicarnos teóricamente, este trabajo se inserta dentro de las discusiones sobre las restricciones al desarrollo económico, en la intersección entre los campos académicos de la sociología económica y la sociología del desarrollo. Con todo, la perspectiva utilizada, que combina abordajes de historia económica y economía política, busca aproximarse al fenómeno de estudio contemplando las particularidades que asumen los casos latinoamericanos, como parte de las economías periféricas del capitalismo internacional que encuentran dificultades a la hora de emprender procesos de desarrollo exitosos.

Es justamente desde este punto de vista que han surgido distintas teorizaciones sobre cuáles son las causas y los condicionantes que experimentan este grupo de naciones periféricas para adquirir la etiqueta adicional de “subdesarrolladas”, en oposición a las “desarrolladas”. En consecuencia, creemos necesario complementar el enfoque de la discusión sobre el desarrollo económico para el caso argentino, como exponente de un país latinoamericano periférico, con la incorporación de una reflexión sobre sus restricciones. En ese sentido, nos concentraremos en una de las variables explicativas de este fenómeno: la relación entre Estado y sector privado.

En efecto, en este capítulo procederemos a dar cuenta de los antecedentes y del marco teórico que estructurarán la perspectiva mencionada. En primer lugar, deberemos reconstruir las discusiones en torno a la problemática del desarrollo económico y su impacto en los países periféricos, vinculándolas con los aportes conceptuales que brinda la sociología económica para el abordaje de esta cuestión asociada a la relación entre Estado y sector privado.

En un segundo lugar, procederemos a recoger una serie de producciones que bajo esta óptica trabajaron sobre el sector energético y más específicamente en el mercado del gas en Argentina, lo que nos dará las referencias necesarias para poder avanzar con el tratamiento de nuestro caso de estudio, dentro del segmento de la distribución de gas natural, desde fines de la convertibilidad hasta la conclusión del gobierno de Cambiemos.

Perspectivas clásicas sobre el desarrollo económico: el rol del Estado, el papel del sector privado y la industrialización

Promediando el siglo XX, el liberalismo del *laissez faire* se encontraba en crisis. Luego de la Gran Depresión de los años treinta, distintas formas de intervencionismo estatal habían ganado consenso en mayor o menor medida por todo el planeta. Latinoamérica, pese a sus particularidades, no era una excepción, y también experimentó un creciente protagonismo estatal. Si a nivel internacional estas décadas fueron llamadas “los años dorados” del capitalismo, de acuerdo a Albert Hirschman, esto se tradujo regionalmente en “la treintena gloriosa de América Latina” (Hirschman, 1958). Algunos hechos significativos acompañaron esta interpretación, en la medida en que durante este lapso se verificó una quintuplicación del producto total de la región, una acelerada urbanización, la mejora de las condiciones de salud y educación, la elevación de la esperanza de vida, así como el avance en materia de desarrollo tecnológico (Fajnzylber, 1990), entre otros logros sociales y económicos.

También durante estos años, y de acuerdo a la bibliografía especializada, se produjo el nacimiento del concepto de “desarrollo”⁴. Así, con el paradigma del discurso de Truman al Estado de la Unión en 1949, quedó formalizada la necesidad de asistencia e intervención a los países “subdesarrollados”, de modo de poder garantizar su bienestar y con ello el equilibrio y la paz mundial, en el marco de un escenario histórico de posguerra.

Asimismo, en 1949 Raúl Prebisch publicó "El desarrollo económico de la América Latina y algunos de sus principales problemas", un texto fundamental que marcó el inicio de lo que se ha denominado el estructuralismo latinoamericano, en el que se problematiza el desarrollo, teniendo en cuenta una serie de interrogantes respecto del bienestar de las masas, las condiciones de crecimiento en la periferia capitalista, la industrialización y la intervención del Estado, así como el factor geopolítico en las relaciones económicas internacionales.

La emergencia de los países “subdesarrollados” movilizó así una serie de instituciones globales (entre ellas la propia Comisión Económica para América Latina –CEPAL–, encabezada por Prebisch) vinculadas al “desarrollo” en tanto programa de política internacional de los Estados Unidos en el marco de la Guerra Fría. De esta manera, la construcción de la distinción “subdesarrollado/desarrollado” permitió realizar diagnósticos e intervenciones que con distintos instrumentos daban un trato homogéneo a los distintos países bajo la primera denominación, más allá de sus especificidades histórico-culturales (Grondona, 2016). El ejemplo más palmario en la organización institucional de este tipo de acciones fue la Alianza para el Progreso, en 1961.

De este modo, el desarrollo comenzaba a definirse como un concepto que refería al crecimiento industrial, a la presencia de una industria integrada y con progreso técnico a la manera de los países pioneros de Europa, tal como había sucedido en Inglaterra, Francia y Alemania, o de los Estados Unidos, y que contemplaba una mayor intervención estatal en la economía. El subdesarrollo, por su parte, implicaba la dificultad para alcanzar estos estándares. Los países subdesarrollados eran, por consiguiente, aquellos países atrasados en la carrera por lograr un

⁴ No obstante, el tema ya era problematizado también desde otras latitudes. Por caso, en este mismo año, Raúl Prebisch publicaría *El desarrollo de América Latina y algunos de sus principales problemas* (1949), como expresión de elaboraciones sobre la cuestión en regiones no centrales, que además tuvo gran repercusión (Grondona, 2016).

crecimiento industrial a altas tasas que derivara en una industria con progreso técnico e integrada, que implicara bienestar social, tal como lo mostraban las naciones desarrolladas.

En la evolución de este proceso, numerosos autores relevantes brindaron elementos para el análisis de este programa político y económico -el desarrollo-, algunos de los cuales retomaremos aquí a los fines de poder comprender cómo se inserta nuestro trabajo en la problematización de las restricciones al desarrollo en países periféricos de Latinoamérica, como es el caso de la Argentina.

En primer lugar, Rosenstein-Rodan (1943), hizo énfasis en el impulso inicial que debe proporcionar el Estado en estos procesos. Según su diagnóstico, los países subdesarrollados se caracterizaban, ante todo, por sus bajos ingresos, lo cual implicaba una baja capacidad de ahorro, la subutilización de los factores productivos y un mercado pequeño, pero, en especial escasez de capital. Como esta situación impedía llevar a cabo la inversión requerida para iniciar el camino al desarrollo económico, la propuesta para superar este problema se estructuró en el *big push* que es necesario darle desde el Estado a esa inversión debilitada, de manera tal que sea posible disparar un proceso de crecimiento sostenido. Como condición necesaria para alcanzar el éxito, el impulso inicial exigiría un monto mínimo de recursos dirigidos particularmente a financiar el gasto social en capital fijo (*social overhead capital*), aportándole así a la economía la velocidad requerida para que pueda “levantar vuelo”.

Este planteo mostraba un rol preponderante para el Estado. Sin embargo, en Ragnar Nurkse (1952), este papel aparece con un menor énfasis - “si el crecimiento balanceado es alcanzado por el Estado o por iniciativa privada es una cuestión de método” (Nurkse, 1952) - y la inversión extranjera tiene alguna consideración mayor. A pesar de estos matices, Nurkse también reconocía la responsabilidad de un agente para impulsar el crecimiento, mediante una inversión que debía ser diversificada en distintas ramas de producción, coordinada y simultánea. Diversificada porque el hecho de tener una oferta pobre no permite desarrollar una demanda acorde a los niveles requeridos; coordinada, porque de nada sirve tener inversiones en varios tipos de producciones que estén desconectadas entre sí; y simultánea porque de no realizarse al mismo tiempo se pierde la posibilidad de generar el máximo efecto posible, que sólo puede obtenerse en la acción conjunta. Como ejemplo de este proceso, mientras que una sola rama de producción (por ejemplo, la del calzado) no puede llenar el espacio disponible de la demanda existente, una multiplicidad de fábricas (de distintos bienes) sí puede lograr el objetivo.

Siguiendo el mismo sentido, Arthur Lewis (1954), a la vez que mantiene elementos compartidos con los autores previos (una fuerte intervención estatal, la necesidad de una gran inversión diversificada y coordinada en distintas ramas de la producción, entre otras) también entendió al desarrollo como un proceso en el cual el sector moderno-capitalista de la economía iría absorbiendo las porciones restantes, refiriéndose en especial al sector agrario y tradicional junto con su excedente de mano de obra. De acuerdo a esta visión, los países no desarrollados contaban con una “economía dual”, compuesta por un lado por el sector industrial capitalista de alta productividad y tecnología, y por el otro, por un sector rural constituido por múltiples economías de subsistencia y con un importante excedente en mano de obra. El límite de la economía se alcanzaría entonces cuando este excedente pueda absorberse, obteniendo una economía integrada, modernizada, enteramente capitalista y preparada para insertarse internacionalmente.

Por otra parte, Rostow (1959) se concentró en las distintas fases por las cuales los diferentes países deberían pasar para alcanzar el estadio del desarrollo. Esta idea, tal como observamos en alguna medida para los casos anteriores, implicaba un modelo único para clasificar el pasaje de las sociedades tradicionales y agrarias a las sociedades modernas e industriales, signados por el momento del “*take off*” o despegue. De esta manera, las economías nacionales debían cumplir con una serie de precondiciones, mientras que luego de haber logrado el objetivo transitarían el desafío de mantener altas tasas de crecimiento y de inversión durante dos o tres décadas.

Luego, Gerschenkron (1962) discutió con la idea de etapas prefijadas para el desarrollo, característica de Rostow y de clara influencia en las teorías de la modernización para América Latina (Grondona, 2016), a partir del estudio de los países de “industrialización tardía”. Así, la concepción universalista de las etapas y las precondiciones para el despegue fueron cuestionadas, en tanto los países que alcanzaron la industrialización con cierta demora rompieron con este molde. Sin embargo, como regularidad de este proceso, Gerschenkron le otorga un papel importante a las innovaciones institucionales que lograron centralizar un volumen importante de capital industrial en la escala requerida, como ocurrió con el crédito bancario para Francia, con el banco universal para Alemania, Italia y Austria, o con el Estado para Rusia.

En coincidencia con el resto de los planteos, más allá de los énfasis en los agentes encargados de resolverlo, la identificación de la escasez de capital constituía uno de los problemas centrales de los países atrasados, por lo que para remediar este obstáculo sería necesario crear una reserva importante, a través de mecanismos institucionales, y con ciertos agentes impulsores, que permitiera avanzar hacia el desarrollo económico.

Sin embargo, desde otra posición, Albert Hirschman se diferenció de las producciones precedentes a partir de resituar el obstáculo para el desarrollo de los países atrasados. No era la subutilización de los factores productivos, el tamaño restringido del mercado o la escasez de capital, ahorro y/o inversión, sino la falta de “decisión de inversión” lo que producía la parálisis que atentaba contra el crecimiento industrial. Así, la decisión de invertir deviene en aspecto clave para el despliegue de una lógica de inversión encadenada o de “inversión inducida” (Hirschman, 1958), en tanto generaría encadenamientos y conexiones con sectores productivos que se extenderían para contagiar a su vez a otros sectores relacionados. Bajo este enfoque, Hirschman, como Nurkse, escapaba al dilema de quién debe ser el agente rector del proceso. No era tan importante si ese crecimiento era motorizado por el Estado o por el sector privado como el hecho de que efectivamente sea motorizado.

Observamos así que las elaboraciones teóricas clásicas sobre el desarrollo económico, que tuvieron lugar durante las décadas de los cuarenta, cincuenta y sesenta, reflejaron un consenso de posguerra: era necesario un agente movilizador de capital e impulsor del desarrollo; la intervención estatal debía tener un rol prevalente; y el crecimiento, orientarse hacia el sector industrial. En consecuencia, el camino para los países subdesarrollados implicaba implementar diferentes mecanismos institucionalizados, con el Estado en un rol conductor, para orientar el crecimiento económico hacia el sector industrial de manera sostenida y de esta forma alcanzar el estadio de los países europeos que marcaron el éxito de esta estrategia.

Los países periféricos y los casos latinoamericanos

El surgimiento de las elaboraciones que se enfocaron en los países periféricos con el objetivo de identificar los obstáculos a superar para que pudieran alcanzar el desarrollo (convirtiéndolos así en “países en vías de desarrollo”), incluyó una preocupación específica por los países latinoamericanos dentro de este grupo. Así, la teorización sobre estos casos, con Hirschman y el estructuralismo cepalino como los promotores iniciales, adquirió relevancia internacional.

Hacia mediados de siglo XX, la industrialización sustitutiva se había instalado como vertebradora de las políticas económicas latinoamericanas que habían experimentado un límite en sus modelos de acumulación agroexportadora o de “expansión hacia afuera” (Cardoso y Faletto, 1969) en las primeras décadas y que ahora buscaban robustecer el mercado interno a través de una redistribución del ingreso. Teniendo en cuenta esta situación, y que, como hemos mencionado, se configuraba con más fuerza el programa político y económico del desarrollo en la órbita del capitalismo mundial, cobró mayor importancia la necesidad de contar con elaboraciones teóricas que representaran más fielmente a la región como tal, reconociendo sus especificidades.

Distanciándose del modo de pensar al subdesarrollo con el lente keynesiano de la depresión europea (que veía a las economías en una situación de equilibrio sin pleno empleo), Hirschman llamó la atención sobre la particularidad de las economías latinoamericanas para emprender crecimiento industrial. Al concebirlo como un territorio complejo y abigarrado, la importancia de las decisiones de inversión y de los encadenamientos que se generarían a partir de ellas opacó el énfasis que se le daba a la escasez de capital, de ahorro o de mano de obra en las reflexiones clásicas sobre el tema, en las que predominaban hasta entonces los países centrales de Europa como modelo y como referencia.

Estas ideas permearon al ámbito intelectual y al pensamiento económico en particular, originando como consecuencia a la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), y con ella a la escuela estructuralista, que consiguió visibilizar esta perspectiva a nivel global. Efectivamente, y luego de varias décadas, los planteos desde este enfoque ganaron repercusión incluso por fuera de los ámbitos académicos, de modo tal que han recorrido todo el siglo XX y XXI, actualizando muchos de los supuestos básicos señalados al comienzo.

Con Furtado (1971), Cardoso (1969) y el mismo Prebisch (1949) como sus mayores exponentes, quizás el legado más importante haya estado dado por establecer el orden de condiciones que impone al desarrollo la ubicación de las naciones respecto del comercio y del flujo del capital en el mercado internacional (centro-periferia) y por brindar una explicación del subdesarrollo de los países latinoamericanos basada en el análisis de la conexión con los países desarrollados. Esa vinculación estructural resultó fundamental para reinterpretar el subdesarrollo, ya que, contrariamente al razonamiento explorado anteriormente, no era entendido como una etapa previa del camino al desarrollo que los países atrasados todavía no han transitado. En cambio, esa conexión implicaba ver a países desarrollados y subdesarrollados como parte de un mismo proceso, observado desde una perspectiva global (Furtado, 1972).

Luego de los planteos estructuralistas, el subdesarrollo, entonces, ya no era entendido como una “etapa” del desarrollo, sino que era concebido como un “proceso autónomo”, que venía con la expansión capitalista desde los centros europeos y su penetración en países periféricos.

Esa penetración supo generar distintos tipos de estructuras subdesarrolladas, más simples o más complejas, según la organización del mercado interno y del mercado local de exportación, junto con el lugar de la industria nacional.

En este proceso, los países subdesarrollados se caracterizaron por asimilar nuevos hábitos de consumo conforme avanzaba la producción que llegaba desde el centro, pero sin poder nunca hacerse de las capacidades para producir esos bienes. Es decir que mientras los patrones de consumo se estructuraban al ritmo de la producción importada desde el centro, la brecha del progreso técnico se mantenía inalterada, en la medida que la capacidad de dinamizar las innovaciones tecnológicas en la producción permaneció siempre en el ámbito de los países desarrollados. De este modo las posibilidades de desarrollo regional se veían limitadas y los lazos de dependencia se acrecentaban entre dos tipos de economías: unas, periféricas, cuyo dinamismo partía de la demanda, y otras, centrales, cuyo dinamismo provenía de la oferta.

De esta forma, a través de Hirschman y el estructuralismo, el rol de los países latinoamericanos en los procesos de desarrollo adquirió mayor especificidad, ya que los países desarrollados y subdesarrollados ya no eran vistos como etapas de un mismo proceso habilitado para cualquier caso que cumpliera con condiciones prefijadas. Más tarde, el fenómeno continuaría siendo estudiado en esta clave y actualizado en su abordaje por las perspectivas neoestructuralistas durante los años ochenta y noventa.

La consolidación de los enfoques contemporáneos sobre el desarrollo económico

Como hemos señalado previamente, en la década del setenta del siglo XX, el Estado Benefactor y el capitalismo industrial, que habían sido contemporáneos de los enfoques del desarrollo que hemos descrito (Sztulwark, 2003) se encontraban en crisis. La crisis del petróleo, el comienzo del proceso de financiarización de la economía mundial, el relajamiento del intervencionismo y la regulación estatal y el advenimiento de la globalización, marcaron la realidad económica mundial y también del continente latinoamericano, que abandonó los patrones de crecimiento motorizados por la industrialización sustitutiva (Vilas, 2002). De esta manera, surgieron nuevos planteos acordes a los cambios históricos registrados y los enfoques sobre el desarrollo fueron replanteados tanto a nivel continental como internacional.

Tomando en consideración los aportes reseñados, podemos distinguir en la actualidad cuatro posiciones que, si bien renuevan algunos elementos, retoman la perspectiva central de corrientes teóricas previas. Si bien muchos de estos componentes están mezclados pueden diferenciarse a fines analíticos y teóricos, dentro de una tipología que fija diferentes papeles para el Estado y el sector privado y la industria en el desarrollo económico. A su vez, entendemos que la relevancia de estas posiciones viene dada por la considerable influencia que tuvieron en el campo académico y en la implementación de políticas públicas en el continente latinoamericano. Estas son: el enfoque neoinstitucionalista, el enfoque neoliberal, el enfoque de la sociología del desarrollo y el enfoque neoestructuralista.

En primer lugar, las distintas explicaciones neoinstitucionalistas sobre el grado de desarrollo de América Latina se estructuraron en función del tipo de instituciones que guían las prácticas de cada grupo de países. En esta línea, los autores de esta corriente responden la pregunta de por qué los países de América Latina no tuvieron el mismo destino exitoso que Estados Unidos o Canadá en cuanto a crecimiento económico, producto per cápita, entre otras variables que

expresarían un estado avanzado del desarrollo económico, a partir de la diferencia de instituciones existentes. Como tales, se consideran a las “formales”, como puede ser el caso de instituciones políticas, estatales o económicas; y a las “informales”, como puede ser un conjunto de reglas sociales, normas o un sistema de creencias. Autores como Acemoglu y Robinson (2012), Engerman y Sokoloff (2003) o North, Summerhill y Weingast (2002) coinciden en este aspecto; para entender la imposibilidad del desarrollo de los países de América Latina es necesario remontarse a las sociedades coloniales, en la medida en que ellas nos mostrarían rasgos de aquella organización institucional que persiste hasta nuestros días, explicando la brecha entre naciones.

Por caso, Acemoglu y Robinson observan la causa principal de esta brecha en la diferencia de situaciones coloniales. En algunas colonias, a raíz de las altas tasas de mortalidad por malaria o fiebre amarilla y de la alta densidad poblacional previa a su llegada, los europeos decidieron no instalarse, mientras que sí decidieron instalarse donde esas tasas no afectaban en un alto nivel y la densidad poblacional previa era menor. En aquellas colonias en donde no se instalaron se estableció un aparato estatal centralizado sin protección de la propiedad privada ni de las garantías civiles y cuyo único objetivo era explotar a la población nativa y extraer recursos naturales, y en aquellas en las que sí se instalaron (Estados Unidos, Canadá, Australia, Nueva Zelanda) se estableció, a diferencia de los territorios anteriores, el respeto hacia los derechos de propiedad para amplios sectores sociales, lo cual determinó el curso futuro de las naciones implicadas.

Engerman y Sokoloff, por su parte, se concentraron en rescatar a la “dotación de factores” como la principal variable determinante de la evolución del desarrollo económico. De este modo, una más equitativa distribución de la riqueza, capital humano y poder político, en sintonía con un marco legal promotor de la iniciativa privada, sería la clave para la extensión de los mercados, la actividad económica y el crecimiento. Pero aquí nuevamente hay que volver a las colonias, ya que el origen de estas disparidades está en la dotación inicial de factores de aquellas sociedades. Por ejemplo, algunas regiones latinoamericanas y del caribe, por características climáticas y del suelo, llevaron a cabo la producción de materias primas de alto valor en el mercado mundial (azúcar, tabaco, café, entre otros recursos naturales) en escala, que podían ser vendidos con un menor costo de producción con mano de obra esclava o indígena. Esta práctica generó grandes desigualdades de riqueza y poder político, formando poderosas élites locales y mayorías pobres. Por el contrario, en Norteamérica, las características climáticas favorecieron la producción de granos y de autosubsistencia en economías familiares y no de escala (“*farms*”), lo cual derivó en una distribución más igualitaria de la riqueza y el poder político, así como en la formación de mercados más extensos que contribuyeron a un mayor crecimiento posterior.

Por otro lado, North puso el foco en el vínculo entre los mecanismos institucionales y extrainstitucionales que permiten no sólo alcanzar el desarrollo económico, sino un orden que lo mantenga y haga perdurar. Así, las diferencias entre América Latina y Norteamérica se deben, también aquí, a las herencias institucionales de la época colonial, teniendo en cuenta que cada región se encontraba bajo la dominación de imperios distintos. El sistema español se basaba en el intercambio de derechos por lealtad y apoyo a la corona y mantenía una intervención estatal fuerte, con restricciones al comercio y ejerciendo el monopolio en ciertas actividades económicas, creando desincentivos a la inversión privada. Opuestamente, el sistema inglés no se recostaba sobre la lealtad política, sino sobre la legalidad, asentada en una

justicia independiente y un gobierno republicano, y no tenía una intervención estatal fuerte en la economía, por lo que no imponía trabas al comercio ni ejercía monopolios y por lo tanto incentivaba la iniciativa privada. Como vemos, según North, el factor explicativo de las diferencias en materia de desarrollo económico residía en que la experiencia norteamericana contó con una creencia compartida en torno al mayor fomento a la iniciativa privada y las libertades civiles, mientras que no existió esa creencia compartida en Iberoamérica.

En segundo lugar, la visión neoliberal del desarrollo recuperó nociones clásicas del liberalismo, en cuanto a la limitación de la injerencia del Estado en la mayoría de las áreas de la economía, pero sumó la idea de rescatar cierta intervención estatal, con el objetivo de desregular y liberalizar mercados. Compartió así con el neoinstitucionalismo la idea de que las instituciones que promueven la libertad de empresa y de mercado determinan positivamente el desarrollo, a través de planteos como los de Friedman (1992), Williamson (1990), y Dornbusch y Edwards (1990).

Friedman, galardonado con el Premio Nobel de economía, fue la personalidad más reconocida de esta corriente económica, llegando a ser también el representante más conocido de la Escuela de Chicago, cuya influencia en América Latina durante los años ochenta y noventa fue notable, tanto en el plano ideológico como en el de la aplicación de políticas económicas con orientación pro mercado. Particularmente en Chile y Argentina, muchos de estos componentes teóricos y políticos encontraron asidero en las dictaduras de Pinochet y Videla, así como luego en los gobiernos de Menem, y a través de funcionarios como Domingo Cavallo. Sus planteos defendieron enfáticamente la libertad económica, la iniciativa privada y el respeto de los derechos de propiedad, ante todo, y se opusieron a cualquier tipo de control o intervención estatal, ya que estas acciones significaban una distorsión en el funcionamiento de los mercados. De esta manera, el Estado debía retirarse y dejar lugar a los mecanismos reguladores del mercado, única institución garante de la libertad individual.

Otra referencia en este mismo sentido fue Williamson, quien fue reconocido principalmente como uno de los creadores del Consenso de Washington. En la medida en que este documento reflejó en diez propuestas generales de política económica una suerte de decálogo del neoliberalismo, se constituyó como una referencia del paquete de reformas que todos los países en desarrollo debían aplicar. Inmersos en crisis financieras, con dificultades para afrontar pagos de deuda externa y con desequilibrios comerciales y financieros producto de la desregulación del movimiento de capitales y políticas de apertura comercial y financiera, las reformas de mercado aparecían como la solución al problema. Así, los puntos del Consenso estaban direccionados a liberalizar los mercados cambiarios, comerciales y financieros, a privatizar empresas públicas, desregular áreas económicas y a disminuir el gasto público, debilitando la presencia estatal.

Desde otro ángulo, Dornbusch y Edwards, contribuyeron a esta misma corriente, señalando las desventajas del enfoque económico del “populismo”, que promueve medidas expansivas y de redistribución del ingreso sin considerar la importancia de la inflación, el déficit fiscal y el déficit externo. De esta manera, la macroeconomía populista era entendida como insostenible en el mediano plazo, lo que terminaba en el fracaso de su intento distributivo. Con un tono crítico de los programas de estabilización económica que no contemplaron la variable social, y advirtiendo sobre los riesgos de intervenciones populistas en este aspecto, los autores

criticaron, tal como en los casos previos, a toda intervención estatal que interfiriera en el funcionamiento del mercado.

En tercer lugar, la posición de la sociología del desarrollo también problematizó la intervención estatal en los procesos de desarrollo, pero no en pos de desregular y liberalizar mercados, sino más bien apuntando a reorientarla hacia una regulación adecuada para alcanzar el camino hacia el desarrollo económico. Asimismo, y como aspecto distintivo respecto de los enfoques anteriores, introdujo conceptos para repensar el vínculo entre el Estado y los agentes privados encargados de co-liderar estos procesos, a partir de los casos exitosos en Asia y de procesos en otros lugares del mundo. Los autores que destacamos dentro de esta corriente son Evans (1996), Amdsen (1992), y Chibber (2005).

En una primera instancia, Evans se ocupó de estudiar las capacidades del Estado en los procesos de cambio estructural, entendidas como el conjunto de mecanismos institucionales duraderos que permitirían ejecutar con eficacia los planes de acción económica. De esta visión institucionalista se desprendía, entonces, su tipología de Estados, basada en las capacidades institucionales diferenciales para impulsar el desarrollo económico. Así, distinguió al “Estado predatorio” (la clase política se apropia de las rentas públicas y no alienta el cambio estructural), al “Estado desarrollista” (las metas económicas son alcanzadas sin la apropiación privada de rentas públicas y por ende se alienta el cambio estructural) y al “Estado intermedio” (las metas económicas son alcanzadas parcialmente debido a incoherencias administrativas por el modo de acceso a los puestos públicos). Esta clasificación de Estados le sirvió al autor para introducir la idea de “autonomía integrada” o “autonomía enraizada”, que daba cuenta del problema de la funcionalidad de la relación Estado y actores del sector privado para el desarrollo.

Por otra parte, Amdsen realizó su contribución al debate sobre la relación Estado-sector privado en los procesos de desarrollo a través de su noción de “reciprocidad”, que está dada por la exigencia de ciertas normas de desempeño por parte del Estado a las empresas a cambio de medidas de promoción y subsidios, en base a su estudio de experiencias nacionales en Asia.

Para culminar con esta corriente, Chibber aportó un ángulo de análisis complementario que se focalizó en la conformación de las alianzas políticas en estos procesos. A través de un abordaje histórico de lo ocurrido durante el período del “desarrollismo” distinguió una serie de contradicciones que lo llevaron a su fin, principalmente vinculadas al debilitamiento del Estado en su relación con una burguesía nacional preocupada por aumentar ganancias extraordinarias mientras era destinataria de políticas de promoción.

En cuarto lugar, la posición del neoestructuralismo recuperó el análisis histórico estructural de la situación de los países periféricos y dependientes de Latinoamérica, presente en los autores clásicos estructuralistas, al tiempo que advirtió el avance del proceso de globalización del capital y el papel de las crisis externas y fiscales experimentadas en los ochenta, rediseñando así la teoría en función de estas cuestiones. A la vez que el enfoque histórico-estructural se mantuvo como un pilar que organizaba la perspectiva, también se incorporaron nuevos elementos de análisis, en la medida en que se prestaba mayor atención a los nuevos problemas vigentes para las economías latinoamericanas, en materia monetaria y financiera; en materia comercial y de movimiento de capitales, en función de la mayor apertura; y respecto de las estrategias de inserción comercial internacional. El pasaje de las economías cerradas a otras con mayores grados de apertura comercial y movimiento de capitales había marcado el proceso

de globalización en ese entonces, lo que implicó repensar las formas de intervención estatal en pos de asegurar ciertos niveles de distribución del ingreso, empleo y salario real, entre otras variables relevantes para la vida social nacional (Sunkel, 1991).

En ese sentido, autores como Fajnzylber (1990), Sunkel y Ocampo (1998) tomaron nota de estas transformaciones y elaboraron contribuciones originales desde esta perspectiva.

Puntualmente, Fajnzylber se enfocó en la revisión de la inserción internacional de la región a partir de una propuesta de nueva especialización industrial exportadora que permitiera posicionarla de otra forma en el mercado mundial. Esta nueva situación garantizaría mayor disponibilidad de divisas y brindaría mayor seguridad con respecto a los desequilibrios que pudieran surgir en la balanza de pagos, complementando el crecimiento orientado al mercado interno. De este modo se recuperaba el desafío estructuralista de ganar autonomía respecto de los países centrales, en la medida que se procuraba “abrir la caja del progreso técnico” y “llenar el casillero vacío” del “crecimiento con equidad” (Fajnzylber, 1990).

Desde una perspectiva similar, Ocampo puso el acento especialmente en el mantenimiento del orden macroeconómico en los procesos de crecimiento con equidad (Fajnzylber, 1990). Por tanto, preocupaciones como el establecimiento de niveles saludables de inflación y déficit fiscal; el fomento a las exportaciones; la regulación de las importaciones; el manejo de los flujos de inversión extranjera directa, entre otras, debían estar a la orden del día en todo proceso de desarrollo. De esta manera, se abriría la posibilidad de alcanzar un efectivo crecimiento del ahorro interno en sintonía con una situación de equilibrio financiero que previniera de caer en un estado de vulnerabilidad externa, condiciones sine qua non para un modelo de desarrollo para economías periféricas.

Otra referencia de esta corriente, como Sunkel (1991), subrayó el progresivo debilitamiento de la estrategia de desarrollo industrial con papel preponderante del Estado durante las décadas previas, y suscribiendo a los razonamientos anteriores, también promovió el crecimiento con equidad y democracia, en el marco de una estrategia de desarrollo “desde dentro”. De acuerdo con lo planteado por Fajnzylber, esta estrategia consistía centralmente en mejorar la inserción comercial internacional, en incrementar el empleo y en reducir la heterogeneidad estructural de las economías latinoamericanas. Para ello, una de las condiciones necesarias sería eliminar las trabas de financiamiento, suspendiendo transferencias de recursos con destino al servicio de la deuda externa, pero sin atentar contra el esfuerzo de ahorro interno. La clave para este autor estaría en redireccionar el ahorro nacional hacia mecanismos que permitieran elevar la productividad de bienes transables, claves a la hora de generar una nueva inserción exportadora.

Podemos observar entonces que las posiciones neoestructuralistas y de la sociología del desarrollo rescataron particularmente una visión del desarrollo económico que contemplara la intervención estatal respecto del sector privado en función del fomento de un sector industrial integrado. De este modo, conceptos como el de *reciprocidad* (Amsden) o el de *autonomía enraizada* (Evans), así como las diversas formulaciones de los autores estructuralistas, ligadas a revisar estrategias exportadoras, abrir la caja del progreso técnico y mantener variables macroeconómicas estables (Sunkel, Ocampo y Fajnzylber), evidenciaron una problematización regional de la intervención estatal en relación con el sector privado en los procesos de desarrollo económico.

Del mismo modo, es posible identificar que en los autores neoinstitucionalistas y neoliberales la visión del desarrollo económico estuvo vinculada mayormente a la menor injerencia estatal en las áreas económicas y a la promoción de los mecanismos de mercado vigentes en el marco de un proceso de globalización que iba relegando el lugar de la industria. En tal caso, la intervención estatal habilitada estaría dirigida a desregular (como sucede con el concepto de “Estado mínimo” de Friedman) la actividad económica, para que ganen terreno en ella los mecanismos de mercado, con preminencia en las finanzas. De allí que la preocupación por el mantenimiento de instituciones que preserven los derechos de propiedad, la libertad individual, la descentralización, así como también la promoción de medidas de liberalización, privatización, apertura comercial y financiera y desregulación generalizada, se constituyeron en los pilares de estos enfoques.

Las restricciones al desarrollo económico asociadas a la relación entre el Estado y el sector privado: una visión desde la sociología económica

Si más arriba observamos la evolución de las distintas perspectivas sobre el desarrollo, desde las más clásicas hasta las más contemporáneas, en este apartado comenzaremos por retomar someramente los conceptos más relevantes de los distintos autores y perspectivas mencionadas para pensar el problema del desarrollo económico en relación al rol del Estado, el sector privado y el papel de la industrialización. De esta manera, reconociendo los antecedentes conceptuales de los abordajes contemporáneos del tema, podremos dimensionar más precisamente los aportes de la sociología económica.

Conceptos como el de *big push*, de Rosenstein-Rodan, o *take off* de Rostow, así como las menciones a la escasez de mercado, capital e inversión, en Gerschenkron, Nurkse y Lewis, dan cuenta efectivamente de una pregunta por las condiciones de la relación Estado-sector privado para un proceso de desarrollo. Lo mismo puede observarse respecto de la “inversión inducida” y los “encadenamientos productivos” de Hirschman, o con los distintos tipos de intervención estatal destinadas a impulsar el progreso técnico postuladas desde el estructuralismo latinoamericano. Desde una visión contraria, que surgió como reacción histórica al intervencionismo estatal, la inquietud acerca de la preservación de instituciones liberales e independientes para la reducción de costos de transacción e incentivo de inversión privada, presentes en Acemoglu y Robinson y North, así como la promoción de medidas privatizadoras y desreguladoras, de los autores neoliberales, marcan también un interrogante sobre qué tipo de relación Estado-sector privado permitiría avanzar en el camino al desarrollo.

Como hemos señalado, luego de la crisis del Estado de Bienestar y del capitalismo industrial de los años setenta del siglo XX, y con la consolidación de un nuevo escenario económico a nivel mundial, en los ámbitos académicos la sociología económica comenzó a realizar contribuciones conceptuales para comprender con mayores herramientas este fenómeno. La mirada de esta disciplina se situó entre la sociología y la economía, y así pudo otorgarle un valor agregado a “lo económico” a secas, al aproximarse hacia estos fenómenos desde un ángulo que pone de relieve a los factores sociales que los condicionan. Autores clásicos de la sociología, tales como Marx (1959), Weber (1964), Durkheim (1987) o Simmel (2009) han escrito en esta clave. Posteriormente, otros autores como Polanyi (1944) o Mauss (2009), con sus análisis de la génesis del mercado como institución y la comparación con las lógicas de sociedades tradicionales, y más claramente con la institución del concepto de “hecho social

total” por parte de Mauss, también han dado cuenta de los condicionamientos sociales que tiene la economía en su funcionamiento.

Con estos antecedentes como base, en la década del ochenta la sociología económica surge formalmente en el campo académico como una rama específica de la sociología, con referencias como Granovetter (1985) y Smelser y Swedberg (1994), quienes forjaron en conjunto una impronta contraria a los análisis deterministas de la estructura social, pero sobre todo reactiva al enfoque típico del *mainstream* económico que entiende la dimensión colectiva de la realidad a partir de la libertad de elección de cada individuo y que separa “la economía” de “la sociedad”, privilegiando la acción individual (la economía) para explicar lo social (la sociedad).

Con estas nuevas miradas de lo económico y en el marco de los debates sobre el desarrollo, surgieron concomitantemente nuevas inquietudes acerca de abrir “la caja negra” del Estado, muchas veces considerado un concepto monolítico, y acerca de encontrar las claves del motor del desarrollo capitalista. Para ello, diversos autores se inspiraron en nociones weberianas, sobre el propio Estado y la burocracia, y schumpeterianas, acerca del papel de la innovación privada en el funcionamiento del capitalismo.

Como parte de este movimiento, Amdsen (1992), Sikkink (1993) y Evans (1996) han brindado mayores precisiones conceptuales acerca de la relación que el Estado debe entablar con el sector privado, a través de los conceptos de “reciprocidad” y “autonomía” o “autonomía enraizada”, respectivamente, echando luz sobre los rasgos que el vínculo entre ambos actores posee en procesos de desarrollo exitosos, con los casos empíricos de Corea, Japón y Taiwán como inspiradores. Por un lado, la “reciprocidad”, refería a la capacidad del Estado de disciplinar a los agentes empresariales por medio de incentivos económicos, tales como subsidios o medidas de promoción y sanciones, ante la evaluación de normas de desempeño claras. Por el otro, la “autonomía enraizada”, refería a la capacidad del Estado de mantener un aparato burocrático que contenga coherencia corporativa, pero que también esté inserto en relaciones estables con los agentes socios del proceso de desarrollo (los empresarios). De esta manera, la problematización de sesgo institucionalista de la relación entre los dos actores centrales del desarrollo también supuso la pregunta por los mecanismos institucionales necesarios para un buen desempeño económico.

En esa dirección, Chibber (2005) realizó un trabajo que se focalizó en la relación entre Estado y sector privado desde un ángulo que privilegiaba observar el tipo de alianza política que sostuvo el modelo del “desarrollismo”, y que fue el factor explicativo del fracaso que permitió la posibilidad de una deriva neoliberal. Si bien en la fase desarrollista se lograron notables avances en los indicadores macroeconómicos y sociales, existía como contraparte un sector privado ineficiente y un alto costo público producto de las cargas fiscales del mantenimiento de las transferencias hacia el sector privado, así como un creciente desequilibrio externo generado por la descompensación entre los bienes de capital importados y las insuficientes inversiones para alimentar líneas exportables. Este panorama daba cuenta de la paradoja de un Estado débil en una estrategia de desarrollo que lo tenía en un papel de director.

De esta forma, de acuerdo a Chibber el papel de la burguesía nacional no se centró en co- liderar el desarrollo, sino que consistió en debilitar las capacidades estatales y en aumentar sus ganancias extraordinarias, tal como lo muestran los estudios de caso en India, Turquía y Brasil.

Mazzucato (2014) también abordó el vínculo entre sector público y privado en los procesos de desarrollo, desde una mirada más actual, teniendo en cuenta el rol “emprendedor” que juega el Estado para generar condiciones de crecimiento e innovación tecnológica, con inversiones en I+D que impliquen un riesgo en áreas de punta. Fundamentalmente, nos interesa recuperar de este abordaje la concepción de la relación entre Estado y sector privado, que implica un rol activo por parte del primero, a partir de una serie de intervenciones e inversiones, pero también la participación social en los beneficios que estas pueden generar.

Recuperando estas elaboraciones, y yendo un poco más en profundidad sobre el análisis de la dimensión relacional del papel del Estado y el sector privado en el proceso de desarrollo económico, Nochteff (1994) consideró las particularidades nacionales de Argentina y retomó aspectos de estas perspectivas junto con otros elementos del neoestructuralismo y la sociología del desarrollo.

Así, la idea de que las instituciones condicionan el funcionamiento económico se reformula con el objetivo de explicar las restricciones al desarrollo a partir de la relación de la política científico-tecnológica y la innovación en un determinado Estado. El hincapié en este caso se encontraba en el comportamiento de la elite económica argentina como factor explicativo. En efecto, el autor consideró este comportamiento como “adaptativo” a las variables exógenas de la economía mundial, consolidando monopolios no innovadores ni transitorios (MNINT). Esto trajo como consecuencia burbujas de crecimiento que no generaron una acumulación relativa de capital, capacidad técnica, organizativa e institucional que permitieran un futuro ciclo de desarrollo, sino más bien gotas diseminadas de capacidad tecnológica y productiva que perpetuaban el estancamiento económico a largo plazo.

Siguiendo en este sentido, Castellani (2012), complejizó la mirada relacional del Estado y el sector privado a través de la idea de los *ámbitos de acumulación*, o más precisamente, de Ámbitos Privilegiados de Acumulación (APA). Combinando el estudio de la intervención estatal en interacción con la acción empresaria, Castellani permitió correr el eje hacia una dimensión estructural de la relación entre Estado y sector privado. Al poner el foco en el *ámbito*, se iluminaron ciertos mecanismos del complejo estatal-privado que cumplían la función de restringir el desarrollo en economías como la Argentina: un grupo de empresas se beneficiaba con una acumulación privilegiada y esto producía un doble movimiento perdurable en el tiempo. Por un lado, el deterioro de las capacidades estatales, junto con sus niveles de autonomía; y por el otro, la consolidación económica de este grupo reducido de empresas a través del mantenimiento de ganancias extraordinarias, como producto del vínculo con adaptativo con el Estado, sin la contrapartida de innovaciones tecnológicas ni incrementos en la productividad.

A través de estas nuevas formulaciones conceptuales y dispositivos académicos, se ha logrado renovar el abordaje de los procesos de desarrollo en los países periféricos en tanto la relación Estado y sector privado adquiere otra perspectiva, con repercusiones en Latinoamérica y en el caso argentino.

Ahora bien, toda esta reproblematicación del Estado y sus intervenciones, así como la del sector privado, en tanto agentes coprotagonistas en los procesos de desarrollo, son deudas de los aportes de la sociología económica en las últimas décadas. Por lo tanto, los conceptos que hemos incorporado en nuestro análisis del complejo estatal-privado del mercado gasífero argentino durante el período final de la convertibilidad y los años posteriores hasta 2019, deben

ser interpretados en el marco teórico general que concibe al concepto de acción económica como “imbricada” (Granovetter, 1985) en la realidad social.

Los conceptos elegidos para analizar el caso argentino

Después de haber ahondado en las discusiones sobre desarrollo económico, hemos observado cómo estos debates se reconvirtieron en la actualidad, contemplando los planteos realizados desde Latinoamérica y los aportes del enfoque de la sociología económica, desde las variantes clásicas a las más modernas. Ahora bien, a la hora de abordar el caso argentino como objeto de estudio, creemos conveniente definir con mayor precisión el marco conceptual desde el cual encararemos la investigación.

Los autores clásicos del desarrollo económico han aportado elementos valiosos para fijar las coordenadas que implican estos procesos, que a nivel general implican un crecimiento económico que se base en la actividad industrial, así como en una mayor intervención estatal que pueda dinamizar la inversión y redistribuir el ingreso en la población. Si bien luego hemos visto que autores del neoinstitucionalismo o del neoliberalismo han cuestionado estas bases teóricas, desde la sociología del desarrollo se ha evidenciado, sobre todo a partir de los procesos experimentados por los países asiáticos, que las capacidades institucionales del Estado pueden estar puestas en función de una orientación industrialista y redistribucionista y obtener resultados exitosos, aunque actualizando herramientas utilizadas en el pasado (Amsden, 1992; Evans, 1996; Chibber, 2005). Autores del estructuralismo y el neoestructuralismo latinoamericano, que han replanteado la preocupación por el orden macroeconómico, permiten arribar a la misma conclusión para los casos de la región (Sunkel, 1991; Fajnzylber, 1990).

De igual manera, Nochteff (1994) y Castellani (2012) han logrado conjugar un enfoque que recoge, a la vez que elementos de los planteos más clásicos, algunos aportes realizados por el neoestructuralismo y la sociología del desarrollo, para el caso argentino. Este enfoque reconoce, por un lado, la ubicación periférica respecto de un capitalismo que desde los países centrales dinamiza el progreso técnico mundial y por lo tanto marca el ritmo económico. Por otro lado, destaca el rol de la competencia, la innovación, la ciencia y la tecnología en el posicionamiento en el mercado mundial. Asimismo, identifica la restricción para alcanzar el mentado desarrollo económico en la relación entre Estado y sector privado.

En tal sentido, en este trabajo la óptica desplegada retomará los aportes de los autores de la sociología del desarrollo y el neoestructuralismo, así como algunos elementos de la visión neoschumpeteriana (Nochteff, 1994; Mazzucato, 2014). Rescataremos entonces las reflexiones en torno al perfeccionamiento de las capacidades estatales y a la lógica de la relación establecida entre el Estado y el sector privado con orientación al fomento industrial, en tanto constituyen los dos agentes protagonistas de los procesos de desarrollo en los países periféricos latinoamericanos.

Así, a partir de la caracterización del comportamiento de la elite económica (Nochteff) y del funcionamiento de los ámbitos de acumulación (Castellani), estos autores nos brindan una clave de análisis para trabajar sobre estos puntos dentro del sector energético argentino, y más precisamente en el mercado del gas.

Si bien en el esquema conceptual de Castellani los conceptos que mencionaremos a continuación conforman el APA, en nuestro análisis nos limitaremos a desprenderlos de esta categoría y los trabajaremos como unidades interdependientes, puesto que consideramos que de esta manera realizan un mayor aporte a la comprensión de la lógica del complejo estatal-privado que intentamos desentrañar. Es por ello que trabajaremos con mayor énfasis los conceptos de *intervención económica estatal*, *acción empresaria*, y *desempeño económico-financiero* (Castellani, 2012) para el caso de Metrogas. Nos interesa rescatar estas últimas conceptualizaciones, en la medida que nos brindan herramientas de investigación que nos permitirán enriquecer la mirada relacional entre Estado y sector privado a partir del análisis de casos empíricos, como el que buscamos realizar aquí.

Vale destacar que por *intervención económica estatal* entenderemos al conjunto de indicadores que dan cuenta del accionar del Estado en materia económica, y que permite determinar, por un lado, el alcance de las funciones productivas y regulatorias, así como el tipo y orientación de las transferencias de recursos públicos hacia el capital privado. Por el otro lado, esta variable también nos permite dimensionar la *autonomía* y la evolución de las *capacidades estatales* para diseñar y poner en marcha una determinada política económica (Castellani, 2012).

Respecto de la *acción empresaria*, es importante destacar que nuestro abordaje de la misma se insertará en la perspectiva de la acción trabajada a partir de los aportes de la sociología económica descriptos más arriba, que la concibe como parte de la acción económica integrada en una realidad social más amplia, y que se encuentra en relación con otros factores. Así, la acción económica (la acción empresaria) no es entendida como un acto individual, como podría hacerse desde una visión neoclásica, que concibe individuos atomizados, sino como socialmente situado.

Por lo tanto, la acción empresaria que observaremos en nuestro trabajo será una acción económica que estará enmarcada en un determinado ordenamiento macroeconómico y político. Será considerada como acción empresaria económica: aquel conjunto de prácticas que contribuyen al funcionamiento general del modelo económico imperante y que se refieren a las decisiones microeconómicas cotidianas de la empresa analizada (Metrogas) en relación con el manejo del capital, con el nivel de ventas y de inversión, así como con el manejo de la estructura de costos, la política comercial, la remisión de utilidades y el endeudamiento, entre otras variables.

De forma adicional a la acción empresaria, también atenderemos al *desempeño económico-financiero* de las empresas analizadas, a través de una serie de indicadores contables y de variables relativas al servicio público de distribución de gas por redes, que tienen que ver con el resultado económico de las intervenciones estatales y las acciones y estrategias empresarias descriptas anteriormente. Atenderemos entonces a la evolución de las ventas, de la rentabilidad y de las inversiones, asociadas con la evolución de la situación económico-financiera de la empresa y los resultados empresariales. Asimismo, observaremos la evolución de algunas variables macroeconómicas y sectoriales asociadas al área energética, lo que nos dará la pauta de las tendencias generales que durante estos años marcaron la evolución del mercado del gas.

Los abordajes del sector energético y el mercado del gas en esta clave

Como hemos señalado, la base conceptual y de antecedentes generales para nuestro trabajo proviene de las discusiones sobre las restricciones al desarrollo asociadas a la relación Estado-sector privado en países periféricos y latinoamericanos como la Argentina. Pero además de precisar las referencias teóricas que contribuyeron a la perspectiva desplegada en esta tesis, detalladas previamente, resulta interesante precisar también una serie de antecedentes empíricos, de autores que han investigado en esta clave más precisamente en el sector energético y el mercado del gas.

En primer lugar, un grupo de investigaciones analizaron la vinculación de las políticas económicas con los agentes privados del mercado gasífero durante los años noventa (Gadano, 1998; Kozulj, 2000; Aspiazu y Schorr, 2001) y durante los años más afectados por la crisis de la convertibilidad (Kozulj, 2005). En segundo lugar, otros autores (Kozulj, 2002, 2012; Pistonesi, 2001) han destacado la importancia del *sector energético y del mercado del gas* dentro de los servicios públicos. Por un lado, porque la accesibilidad a este servicio a precios razonables constituye un objetivo fundamental para el desarrollo humano (PNUD-CEPAL-GTZ, 2009) y la reducción de la pobreza; y, por otro lado, por la incidencia de los hidrocarburos líquidos y gaseosos en el sector, en tanto representan más de 3/4 de la matriz energética argentina, dentro de la cual el gas natural tiene una participación de más del 50%. Así, el gas también constituye el principal recurso utilizado en centrales térmicas, fuente de un 60% de la generación de energía eléctrica en el país (CAMMESA, 2020).

Considerando entonces el peso relativo del gas en la matriz energética nacional, y que el acceso a este recurso en tanto servicio público constituye un objetivo fundamental para el desarrollo humano, el estudio del mercado gasífero deviene un aspecto importante a la hora de pensar políticas económicas y energéticas para el desarrollo.

En este mismo sentido, y en el marco de las discusiones sobre las restricciones al desarrollo para el caso argentino mencionadas anteriormente, nos centraremos en el estudio del funcionamiento del complejo estatal-privado en el mercado gasífero, a través del caso de Metrogas, durante el período que abarca los años finales de la convertibilidad y los años posteriores hasta 2019.

Esta periodización surge en la medida en que, más allá de los trabajos que abordaron la evolución del mercado del gas y el desempeño de las empresas involucradas durante los años de la convertibilidad y su crisis (Aspiazu y Schorr, 2001), resulta interesante abordar la evolución del mercado gasífero en un mediano plazo y enriquecer las discusiones en torno a la evolución posterior, ya que esta desembocó en una serie de desequilibrios macroeconómicos, sectoriales y empresariales visualizados con mayor claridad durante el último tramo de los gobiernos kirchneristas en la industria del gas natural y el sector energético argentino, cuyas aristas más problemáticas se dieron en el frente fiscal y externo (Kulfas, 2016; Arceo, 2018; Serrani, y Barrera, 2018; Urtbiztondo, 2016; Einstoss, 2020, Navajas, 2015).

En esta dirección, trabajos como el de Serrani (2018), se concentraron en el período posterior a la crisis de 2001, incluyendo un análisis del mercado del gas durante los años de la posconvertibilidad hasta 2017. En este caso, la perspectiva de análisis resulta similar a la que se propone en esta tesis, ya que estudia las transformaciones regulatorias y los conflictos

tarifarios en la Región Patagónica, puntualizando en la relación entre el Estado y la distribuidora Camuzzi Gas del Sur. Por otra parte, autores como Navajas (2015), Urbiztondo (2016), Arceo (2018) y Einstoss (2020) también han realizado aportes relevantes en el estudio del período posterior a la convertibilidad, en este caso haciendo hincapié en la caracterización de las políticas económicas aplicadas y de sus implicancias en materia de tarifas y subsidios.

El diagnóstico que tuvo la administración de Cambiemos en 2015 apuntó a resolver estos desequilibrios a través de un proceso de normalización de precios en el mercado que eliminara las distorsiones introducidas por los subsidios acumulados (Resolución MINEM N° 28/16) y diera previsibilidad empresarial en términos regulatorios y tarifarios (lo que se reflejó en la nueva Revisión Tarifaria Integral de 2017). De esta forma, en el marco del análisis del período posterior a la convertibilidad que realizaremos en este trabajo, examinaremos cómo se desplegó la evolución de esta nueva forma de intervención estatal en el segmento distribuidor del mercado gasífero, en conjunción con la acción empresarial y el desempeño económico-financiero de Metrogas.

Capítulo 2. Intervención económica estatal en el mercado del gas: gestión estatal, privatización y evolución posterior hasta 2019

A los fines de poder abordar de forma consistente el período de estudio, tendremos que remontarnos, como primera operación, al análisis de un hecho estructurante para las últimas tres décadas de la política energética argentina, que fue la privatización de los servicios públicos energéticos, entre ellos el del gas natural, en el marco del proceso de privatización general de servicios públicos, llevada adelante por el gobierno de Carlos Menem durante la década del noventa del siglo pasado.

Estas medidas tuvieron como principal objetivo transformar la lógica de la intervención del Estado, en tanto protagonista de la gestión económica y energética, y en este caso, como administrador del mercado del gas. Para ello era necesario reconfigurar la empresa estatal Gas del Estado, que hasta entonces monopolizaba el transporte y la distribución de gas en todo el país, y construir nuevas condiciones político-normativas para el ingreso de empresas privadas al frente de estos segmentos de la cadena gasífera.

En consecuencia, para comprender cuál fue la magnitud de estas transformaciones, comenzaremos describiendo el funcionamiento de la cadena bajo la órbita estatal, con Gas del Estado y Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). Allí, las decisiones microeconómicas de cada segmento constituían una facultad del sector público y se articulaban teniendo en cuenta el vínculo entre todas las etapas de la cadena. Así, los precios, las inversiones, los subsidios, las compras y ventas de cada segmento, entre otras cuestiones, se resolvían en el ámbito estatal.

Con el pasaje a la órbita privada, el mercado del gas sufrió un cambio de raíz. Habían cambiado tanto los actores como las condiciones económicas dentro de una industria que ahora se estructuraría con varios actores privados en cada segmento de la cadena y con un marco jurídico y normativo que habilitaba una política de liberalización de la producción y de dolarización de las tarifas. Dado que el nuevo Marco Regulatorio estableció las bases que organizaron la actividad hasta nuestros días, cobra relevancia la necesidad de ahondar especialmente en lo que implicó este pasaje de gestión estatal a gestión privada.

Con el fin de la convertibilidad, comenzó un período signado por una política energética con herramientas de intervención y regulación estatal diferentes a las utilizadas en la década precedente, pero que seguían actuando sobre un mercado estructurado por la privatización. Durante los trece años subsiguientes, la política energética tuvo distintas fases, en sintonía con la evolución de la política económica nacional.

Sin embargo, hacia el final de este período, caracterizado por el mantenimiento extendido de las tarifas finales congeladas, pudo registrarse una expansión considerable del déficit externo energético y del gasto fiscal en subsidios al consumo, al tiempo que se registró un retraimiento de la inversión, lo que daba cuenta de las tensiones macroeconómicas y empresariales presentes en el segundo mandato de Cristina Fernández de Kirchner (CFK) (Kulfas, 2016).

Hacia fines de 2015, el gobierno encabezado por Mauricio Macri decidió resolver estas tensiones por el camino de la liberalización de los precios, los incrementos tarifarios y la quita de subsidios, junto con la dolarización de los precios del gas y un nuevo perfil regulatorio en el sector dirigido a garantizar mayores rentabilidades empresariales y a reactivar la inversión.

Esta política sectorial chocaría con otras variables socioeconómicas, sobre todo hacia el final del mandato de Macri.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, en este capítulo se buscarán analizar los distintos perfiles de gestión gubernamental en política energética, abordando más puntualmente la evolución de los principales lineamientos de la intervención económica estatal en el mercado del gas natural durante las últimas tres décadas, desde la convertibilidad hasta 2019.

Así, observaremos las variaciones normativas, políticas y económicas que definieron cada uno de los períodos de gobierno, con el foco en la intervención económica estatal. De esta forma podremos tener una mejor comprensión de la dinámica del sector, en la medida que consideramos que muchos de los sucesos salientes de los últimos treinta años, tales como el pasaje de la gestión estatal a la privada; la salida de la convertibilidad; los dilemas surgidos durante la posconvertibilidad kirchnerista; o la nueva política energética implementada desde el año 2016, tuvieron efectos que condicionaron el funcionamiento del mercado del gas durante estos años y que lo condicionarán en el futuro inmediato.

La gestión estatal del gas natural

Durante los años noventa, Argentina llevó adelante transformaciones económicas que no tuvieron precedentes históricos en América Latina en cuanto a la magnitud y la celeridad con las que se desplegaron (Kozulj, 2000, Azpiazu y Schorr, 2001). Entre ellas, las privatizaciones de servicios públicos constituyeron un elemento fundamental, en tanto formaban parte de las recetas del Consenso de Washington, que guiaron las reformas que se aplicaron en la mayoría de los países occidentales y del mundo globalizado luego de la caída del muro de Berlín. Con el triunfo del fundamentalismo de mercado, esta perspectiva se erigiría como la doctrina económica que moldearía buena parte de las intervenciones económicas estatales durante la última década del siglo XX (Stiglitz, 2002).

Argentina también se plegó a este movimiento de fuerzas internacional, que ya registraba antecedentes en la gestión económica de la última dictadura cívico-militar en los años setenta, pero que, con la presidencia de Carlos Menem y la política económica de Domingo Cavallo, cristalizada en la Ley de Convertibilidad, se consolidó fuertemente (Basualdo, 2010). Las medidas tomadas por este equipo económico, caracterizadas por la apertura comercial y financiera y el giro en la regulación estatal hacia la liberalización de los mercados y las privatizaciones, hicieron que el país fuera ponderado por el Fondo Monetario Internacional (FMI), la institución que dirigía el rumbo que adquiriría la política económica internacional desde que se erigió como el organismo financiero más importante del mundo globalizado, a mediados de siglo XX.

En ese sentido, este organismo y el gobierno estadounidense, de importante peso relativo en las decisiones del Fondo y en la definición de apoyos políticos y económicos a gobiernos afines, elogiaron públicamente a la Argentina en reiteradas oportunidades por la forma en la que llevó adelante las reformas recomendadas, de manera tal que el caso nacional se tornó una referencia a nivel regional sobre cómo aplicar reformas de mercado (Stiglitz, 2002).

En este marco, el proceso de privatización marcó un parteaguas en la historia de la gestión y el funcionamiento de los servicios públicos en Argentina (Azpiazu y Schorr, 2001; Gerchunoff, Greco y Bondorevsky, 2003; Basualdo, 2010), en especial en el sector energético. Esto se debió al alcance que tenía el propio Estado en la administración de estos recursos, y por ello resulta relevante observar qué rasgos generales tenía esta gestión y este funcionamiento, de modo tal que podamos establecer una comparación equilibrada con los cambios que se suscitarían a posteriori, una vez realizado el pasaje a la gestión privada.

El sector del gas natural funcionaba, al igual que la mayoría de los servicios públicos y otras industrias del sector energético, bajo la modalidad de un monopolio estatal verticalmente integrado, en donde el Estado era el actor protagónico de las decisiones y acciones económicas sectoriales, a través de la interacción de dos empresas estatales: YPF, encargada de la exploración, producción, refinación y venta de hidrocarburos, y Gas del Estado, encargada del transporte y la distribución de gas.

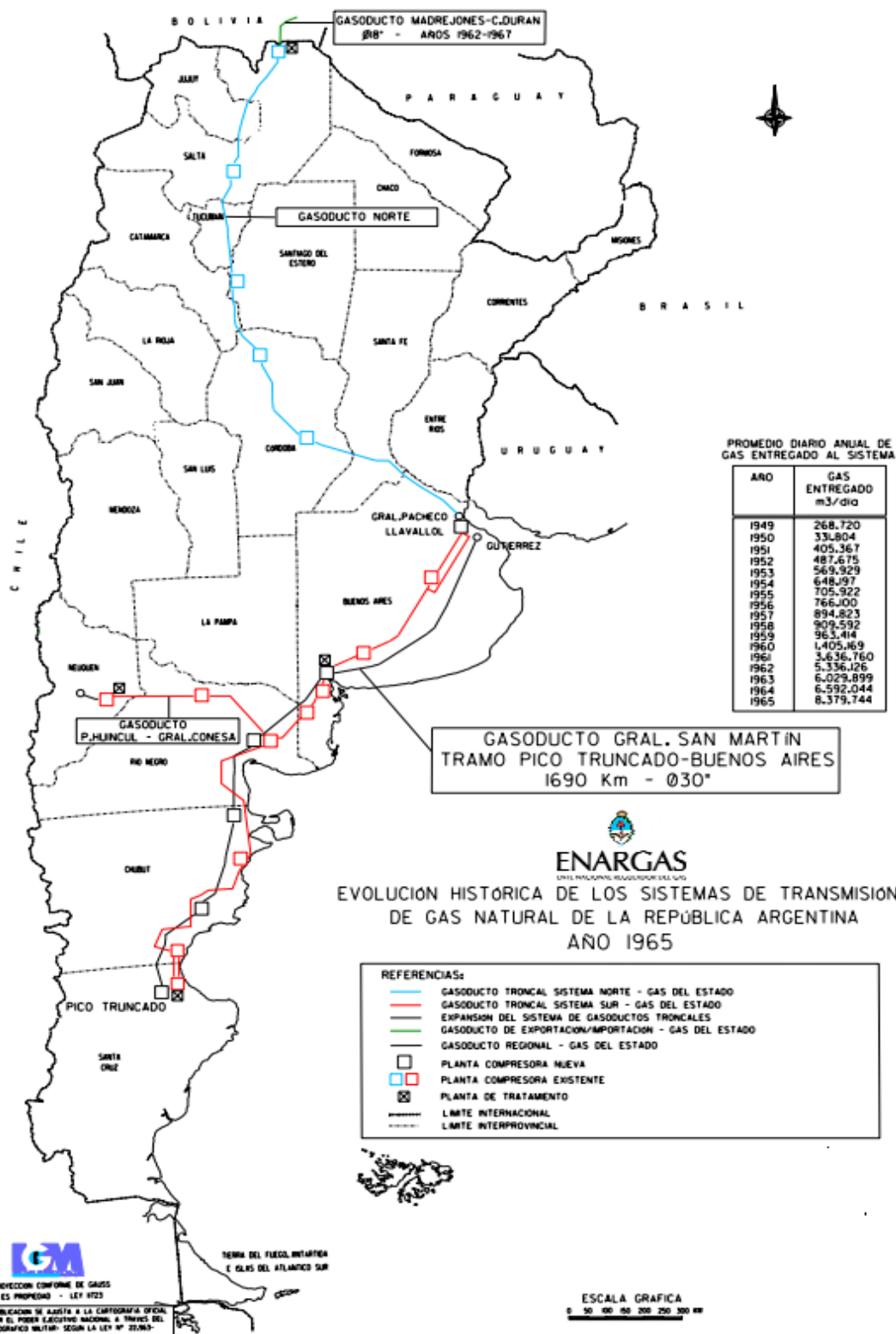
Este modelo de gestión de empresas públicas, si bien tuvo antecedentes previos, se erigió fuertemente en el país durante los años cuarenta del siglo XX, cuando se llevaron a cabo una serie de nacionalizaciones. Así, el papel empresario del Estado se expandió por toda el área energética, y llegó a abarcar también otras áreas de actividad económica, tales como el transporte, las telecomunicaciones, el agua, la producción petroquímica, la defensa o el acero (Belini y Rougier, 2008; Gerchunoff, Greco y Bondorevsky, 2003; Kozulj, 2000).

La trayectoria del gas natural en Argentina comenzaría junto con la producción petrolera en los yacimientos del sur del país a principios de siglo XX. Sin embargo, más allá de algunas experiencias previas de distribución en pequeños territorios cercanos, su canalización hacia grandes centros urbanos para consumo residencial recién tendría lugar hacia fines de los años cuarenta, con la creación y la puesta en funcionamiento de la empresa Gas del Estado. En efecto, en 1949 se habilitaba el primer gran gasoducto de Argentina, que unía Comodoro Rivadavia, Chubut, y Lavallol, Buenos Aires, estableciendo la base de infraestructura para la provisión de gas natural en la principal ciudad del territorio nacional (Kozulj, 2000).

Posteriormente, el sistema de transporte siguió expandiéndose, permitiendo la expansión concomitante del sistema de distribución, por lo que al primer gasoducto de Comodoro Rivadavia-Lavallol se le fueron sumando nuevas obras. Entre las más destacables durante los siguientes quince años, se encuentra el gasoducto troncal Norte, desde Campo Durán, en Salta, hasta General Pacheco, en Buenos Aires; el segundo gasoducto troncal desde Cañadón Seco, Santa Cruz, hasta Buenos Aires; y el gasoducto desde Plaza Huincul, Neuquén, a General Conesa, en el este de Río Negro, que a su vez generaba las condiciones para realizar la conexión hasta Buenos Aires y reforzar los principales centros de consumo del país.

De esta forma, en 1965 Argentina cubría prácticamente toda su extensión de Norte a Sur, formando uno de los sistemas de transporte de gas más robustos hasta el momento a nivel internacional.

Mapa 1. Sistema de transporte de gas natural en 1965. Total País



Fuente: ENARGAS.

Desde el punto de vista de la administración estatal, YPF había ensayado anteriormente la distribución a un pequeño grupo de usuarios en Comodoro Rivadavia y en Neuquén, durante los años treinta. Pero fue a partir de la creación de la nueva empresa pública que la industria del gas tomaba una nueva forma, con mayor extensión y objetivos, y con una organización institucional que la caracterizaría desde allí hasta su privatización en los años noventa.

A lo largo de estas décadas se iría aceitando una dinámica en la que, por un lado, YPF se ubicaría al frente del segmento de la producción, y, por otro lado, Gas del Estado concentraría todas las tareas de transporte y distribución, reemplazando el papel que hasta mediados de los cuarenta cumplía fundamentalmente Compañía Primitiva de Gas⁵, que hasta entonces se encargaba de la distribución de gas manufacturado, es decir, producido a partir de carbón importado, fundamentalmente para uso domiciliario y para el funcionamiento del alumbrado público de zonas céntricas de la Ciudad de Buenos Aires (Rolando, 2010).

En la industria del gas, YPF realizaba gran parte de las actividades de exploración, siendo la empresa responsable de la inmensa mayoría de los descubrimientos de nuevos yacimientos. También fue la principal responsable de la actividad productiva, teniendo en cuenta que entre el 80% y el 85% del gas era de su propiedad, mientras que contratistas privadas proveían el resto (Pistonesi, 2001). Así, por los volúmenes operados y por su rol en cuanto a las actividades de exploración y producción, en un territorio que disponía de una masa de recursos hidrocarburíferos considerable respecto de su población, YPF se constituyó como una de las empresas más importantes del país durante décadas.⁶

De esta forma, YPF concentraba la oferta de gas natural (incluyendo la de gas licuado), tanto la proveniente de la producción propia, como la adquirida a través de empresas contratistas o mediante importación (principalmente de Bolivia). Por otro lado, Gas del Estado transportaba y distribuía el gas con una política de tarifas marcada por bajos precios de transferencia, que dentro del mismo sector público eran pagados por Gas del Estado a YPF, así como por tarifas finales accesibles para los distintos tipos de usuarios (Pistonesi, 2001; Kozulj, 2000)⁷.

Esta política de precios competitivos, que sumaba la canalización de fondos hacia la empresa por parte del Estado Nacional, habilitó un margen de capital disponible para la inversión que trajo aparejada una rápida expansión del uso del gas natural en la Argentina, y que además estuvo acompañada de un bajo precio final (Kozulj, 2000). De este modo, durante el período 1960-1991, el suministro de gas creció considerablemente, llegando a casi la mitad de los hogares de todo el país, y alcanzando un alto grado de cobertura en comparación a la evolución de otros países desarrollados en el mismo período (Pistonesi, 2001). Además de la inversión de Gas del Estado, la expansión del servicio también se debió al crecimiento de la oferta

⁵ Esta compañía surgió en la segunda mitad del siglo XIX como resultado de la fusión de iniciativas privadas que venían operando previamente en el sector.

⁶ Incluso hacia el final del esquema de dominio estatal, YPF manejaba el 88% de la producción hidrocarburífera, mientras que el resto se encontraba en manos privadas (Azpiazu y Schorr, 2001).

⁷ En ese sentido, en los casos en los que los precios alcanzaron valores por debajo del costo del gas en boca de pozo, las compensaciones del Estado al segmento de la producción mantenían el funcionamiento de la cadena (Pistonesi, 2001).

motivado por la acción de YPF y los nuevos yacimientos hidrocarburíferos explotados, tal como fue el caso de Loma de la Lata⁸, en Neuquén, hacia fines de los años setenta.

Con los nuevos yacimientos y el aumento de la oferta de gas natural, el sistema de transporte podía aumentar su ritmo de expansión (y junto con él, el sistema de distribución), de manera tal de satisfacer una demanda creciente, tanto en lo referido al segmento residencial como al segmento industrial de la zona pampeana y litoral del país, que había logrado un crecimiento considerable en los años anteriores de posguerra (Belini, 2017).

Así, desde la segunda mitad de la década del sesenta y los primeros años setenta, además de la expansión del sistema en potencia instalada, se habían ido incorporando *loops*⁹ para abastecer zonas cercanas a los gasoductos troncales ya construidos, pero también se construyeron nuevos gasoductos que marcarían hitos en la historia de la expansión del transporte de gas natural en el país. En particular, nos referimos a la inauguración del gasoducto troncal NEUBA I, que conectaba Plaza Huincul, Neuquén y General Pacheco, Buenos Aires, pasando por General Cerri, en Bahía Blanca, en donde además se había construido una planta de procesamiento de hidrocarburos de importantes dimensiones a nivel nacional. Asimismo, puede destacarse la construcción del tramo Tandil-Mar del Plata y la extensión del gasoducto General San Martín hacia el sur, desde Santa Cruz hasta San Sebastián, en Tierra del Fuego, cubriendo ahora sí completamente el eje Norte-Sur del país (desde Salta a Tierra del Fuego).

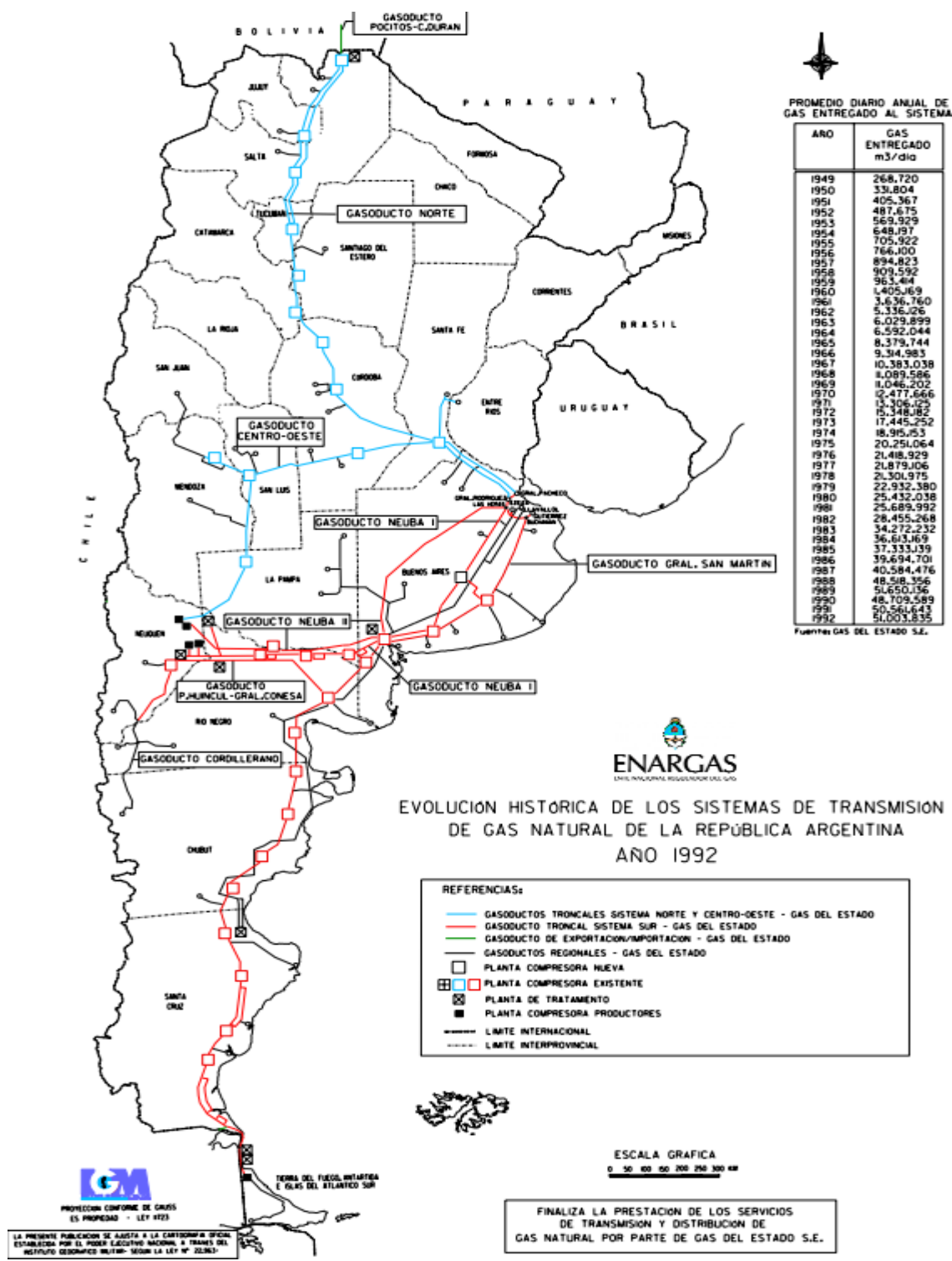
Ya en la década del ochenta, este proceso continuaría su curso, con la construcción de nuevos gasoductos, *loops* y ramales, entre los que se destacó el gasoducto troncal Centro Oeste. Esta obra, que iba desde Loma de la Lata, Neuquén, hasta San Jerónimo, en Santa Fe, posteriormente tuvo extensiones adicionales, entre las que se incluyó el tramo desde San Jerónimo hasta el anillo de Buenos Aires¹⁰. Por otra parte, desde Loma de la Lata también partiría el gasoducto troncal NEUBA II, que pasando por General Cerri también llegaría hasta el anillo de Buenos Aires, y que en conjunto con el gasoducto Cordillerano, que fue construido a fines de los ochenta, conectando Plaza Huincul con San Carlos de Bariloche, en Río Negro y luego con Esquel, en Chubut, terminó de configurar la base de gasoductos troncales que abastecían los principales centros de consumo del país y definieron al sistema de transporte con el que Gas del Estado llegó a la privatización de los noventa.

⁸ Este yacimiento, descubierto por YPF en 1977, aumentó significativamente las reservas de gas e implicó un punto de inflexión en la matriz energética nacional, que a partir de allí se desarrolló mayoritariamente en base al gas natural. Asimismo, a partir de este suceso quedaba habilitada la posibilidad de incrementar considerablemente la capacidad de transporte hacia los centros urbanos más poblados a través de nuevos gasoductos, como ocurrió durante los años ochenta.

⁹ El *loop* es una línea de gasoducto secundaria derivada de un gasoducto principal, que se vuelve a conectar al mismo en otro punto, con el objeto de aumentar la capacidad de transporte.

¹⁰ Se denomina anillo de Buenos Aires a la red de gasoductos que rodea el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), abasteciendo a los usuarios del principal conglomerado urbano del país. Los puntos geográficos que rodean la zona son los siguientes: General Pacheco, General Rodríguez, General Las Heras, Vicente Casares, Buchanan y Gutiérrez.

Mapa 2. Sistema de transporte de gas natural en 1992. Total País



Fuente: ENARGAS.

Con el correr del tiempo, la sustentabilidad de la política de precios de Gas del Estado se vio alterada, en la medida en que fue aumentando la diferencia entre el precio de venta de gas distribuido y el costo de gas adquirido, y la situación económico-financiera de la empresa pública iba deteriorándose (Pistonesi, 2001).

Esta brecha de precios comenzó a volverse problemática como consecuencia de la valorización que comenzó a experimentar el recurso gasífero durante la crisis internacional del petróleo iniciada en 1973. A partir de ese año, el petróleo registró una fuerte suba que dejó importantes excedentes en dólares. Las bajas tasas de interés resultantes de la sobreoferta de divisas generaron condiciones propicias para el endeudamiento internacional generalizado, así como un impulso a reformas contrarias a la regulación estatal de los más diversos mercados, entre los que se contaba el mercado de capitales.

Estos factores comenzaron a impactar más fuertemente en Argentina a través de una serie de modificaciones en la política económica, que se regía más visiblemente bajo el principio de subsidiariedad del Estado, enarbolado por la dictadura cívico-militar que gobernaba desde mediados de los setenta. De esta manera, el rol de la empresa estatal, que evidenciaba ciertas dificultades financieras, empezaba a verse afectado dentro del sector.

En tal sentido, se llevaron adelante una serie de medidas orientadas a otorgarle un mayor protagonismo al sector privado en la dinamización del sector, entre las que principalmente pueden distinguirse tres: la negociación de la concesión del gasoducto Centro-Oeste a un consorcio internacional¹¹; la privatización de la distribución de gas licuado envasado, con un aumento concomitante en los precios finales; y la financiación de la expansión de redes a partir de fondos municipales. Todos estos hechos daban cuenta de un avance de las empresas contratistas privadas en diferentes segmentos de la cadena, en paralelo a un incremento de los precios.

De esta manera, además del alza internacional del precio de los hidrocarburos, que impactaba sobre los costos de importación con los que el Estado debía cubrir la demanda local, YPF se vio afectada por el incremento del precio fijado por las empresas contratistas, que ganaban más terreno, así como por la suba de las regalías provinciales (asociadas a los precios de los hidrocarburos), que a partir de los años ochenta comenzaron a adquirir una magnitud mucho más elevada.

Dado que la conjunción de estos factores presionaba sobre las cuentas del sector y aumentaba la brecha entre el precio del gas, el precio de transferencia y las tarifas finales (Pistonesi, 2001), al culminar la década del ochenta, la situación económico-financiera de las empresas públicas energéticas marcaba un fuerte deterioro, en la medida en que los ingresos reales por ventas se veían disminuidos, en un escenario de alta inflación que implicaba aumentos de costos operativos y financieros que no eran compensados con actualizaciones tarifarias.

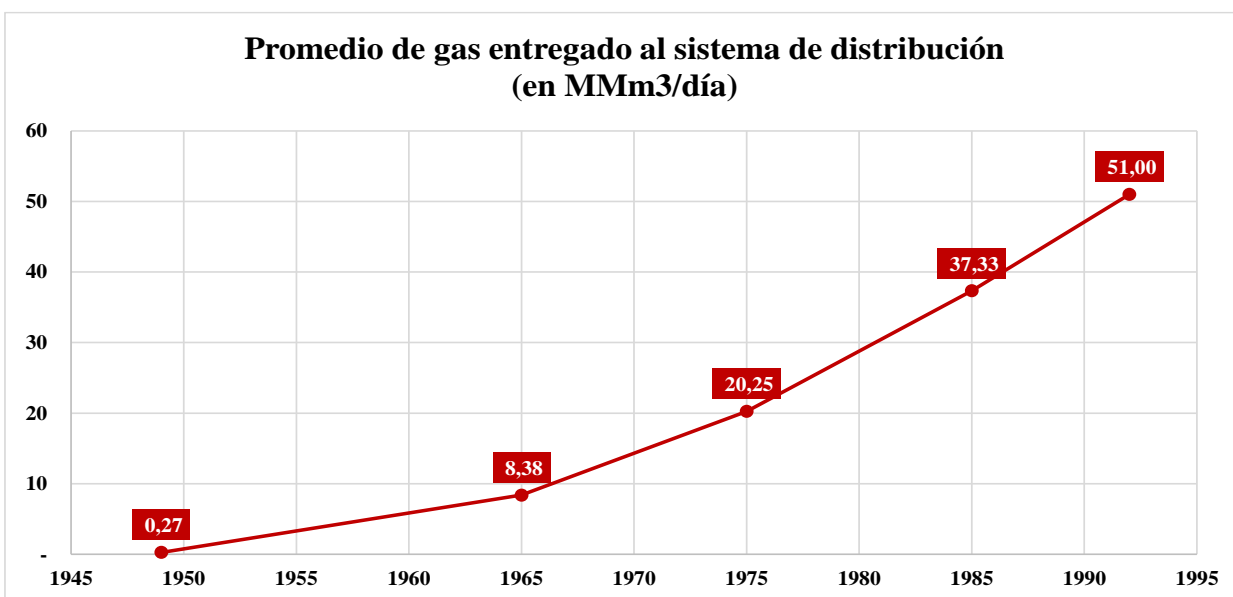
Sin embargo, en aras de realizar un balance equilibrado, hacia el final de la gestión del monopolio estatal verticalmente integrado, el sector del gas natural mostraba una trayectoria robusta, en tanto la expansión de la red de transporte y distribución en relación con su población alcanzó niveles similares a los países del centro desarrollado. Así, de poco más de 750.000 usuarios en 1960, con una población de alrededor de 20 millones de personas, se había

¹¹ Se trataba del Consorcio Gasoducto Centro-Oeste (COGASCO).

pasado al abastecimiento de casi 4.500.000 en 1991, con una población de más de 32 millones, cubriendo buena parte del área metropolitana de Buenos Aires.

Este nivel de expansión de las redes evidenció también la magnitud de la inversión pública en esta actividad, que como hemos mencionado se vio acompañada por avances en materia de exploración y producción¹².

Gráfico 1. Evolución del gas entregado al sistema de distribución en MMm3/día 1949-1992



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS.

Más allá de estos activos, que serían heredados por el nuevo esquema nacido con la convertibilidad y la privatización, los déficits presupuestarios de las empresas del sector y ciertas fallas de eficiencia y de calidad del servicio fueron los principales argumentos esgrimidos para inclinar la dirección de la política energética hacia la gestión privada (Gerchunoff, Greco y Bondorevsky, 2003). Asimismo, la política de precios y tarifas había mostrado un desgaste, al no poder resolver las brechas entre el precio de los hidrocarburos con los precios de transferencia de Gas del Estado y las tarifas finales¹³, por lo que todos estos factores llevaron al sector a una crisis financiera (Pistonesi, 2001; Azpiazu y Schorr, 2001, FIEL, 1999), en una coyuntura macroeconómica que hacia el final del gobierno alfonsinista se encontraba agobiada por la deuda externa y la hiperinflación, en un marco recesivo de la actividad económica.

¹² Vale destacar que la inversión destinada a la actividad energética-gasífera se caracteriza por tener una proyección de mediano y largo plazo, alto riesgo y comporta altos montos de capital, de forma tal que constituyó un importante activo al momento de iniciarse el proceso de privatización (Azpiazu y Schorr, 2001).

¹³ Cabe mencionar que el precio del gas sería incrementado previamente a las reformas de mercado, pasando de un promedio de 0,68 dólares el MMBTU durante el período 1984-1989 a un promedio de 0,88 dólares durante 1990-1992 (esta tendencia creciente seguiría, llegando a 1,18 dólares en 1999) (Azpiazu y Schorr, 2001).

Así, la crisis financiera del sector gasífero se encontraba en el marco de una crisis financiera del Estado en su más amplio espectro, que tuvo disímiles causas, entre las que se encontraba el gasto en políticas de promoción industrial dirigidas a ciertos grupos económicos y el gasto en el pago de intereses de la deuda externa (Azpiazu y Basualdo, 1988; Azpiazu y Schorr, 2001).

Estas políticas de promoción implicaron transferencias para solventar distintos tipos de subsidios a la exportación industrial, compras estatales con sobreprecios, estatización de deuda externa privada, entre otros ejemplos (FIEL, 1988; Azpiazu, Basualdo y Khavisse, 2004), pero no registraron contraprestaciones en mayores niveles de productividad, capacidad exportadora u otras variables generadoras de ingresos, por lo que mostraron poca eficacia a la hora de generar capacidades estatales y económicas para el desarrollo (Nochteff, 1994), ilustrando así el tipo de relación que se había construido entre Estado y sector privado hacia finales de los años ochenta.

Este vínculo desplegado en el tiempo tuvo dos efectos principales: por un lado, un decrecimiento de las capacidades estatales para generar incentivos o acompañar innovaciones tecnológicas del sector privado (Amdsen, 1992; Evans, 1996); y por otro, en ciertas áreas de actividad, una conducta empresarial adaptativa, reticente a las inversiones productivas y orientada a mantener ámbitos privilegiados de acumulación (Castellani, 2012).

De este modo, hacia fines de los ochenta el escenario se encontraba marcado por la crisis fiscal, pero sobre todo por la crisis del tipo de intervención económica estatal desplegada hasta el momento. Esta situación habilitaría, durante la década del noventa y con el gobierno de Carlos Menem, la implementación de una serie de medidas basadas en el fundamentalismo de mercado (Chibber, 2005; Stiglitz, 2002) e implicaría el comienzo de una nueva etapa en materia de política económica, así como en la relación entre Estado y sector privado.

Las transformaciones de los años noventa: bases del mercado actual a partir de la privatización y la convertibilidad

La anatomía del mercado del gas natural

Como hemos marcado anteriormente, el rol protagónico del Estado en la planificación económica y como actor empresario se consolidó en la década de los cuarenta del siglo pasado y se mantuvo en las siguientes, durante la posguerra (Gerchunoff, Greco y Bondorevsky, 2003; Belini y Rougier, 2008; Belini, 2017). En el área energética y en la gestión del gas natural, su rol se afianzaría con el desarrollo del sector a través de YPF y Gas del Estado hasta comienzos de los años noventa (Kozulj, 2000). A partir de este momento, la privatización del servicio, como parte del proceso general de privatización de servicios públicos, vino a dar vuelta totalmente el esquema de gestión que había regido durante casi medio siglo, ejecutando una reversión económica que en un sentido histórico puede mirarse “en espejo” con lo que significaron las nacionalizaciones de los años cuarenta (Gerchunoff, Greco y Bondorevsky, 2003). Así, este cambio en la modalidad de la intervención económica estatal representó una tendencia antagónica en la gestión de los servicios públicos respecto de la que tenía lugar previamente.

Hacia fines de los años ochenta, algunos signos de este cambio de orientación aparecían con mayor nitidez. La coyuntura económica se encontraba atravesada por una crisis fiscal y externa que estaba motivada entre otros factores por el elevado gasto improductivo hacia sectores del empresariado, así como por los efectos del peso de la deuda externa en el presupuesto nacional. En este marco, y con el desarrollo de un proceso hiperinflacionario y recesivo que afectaba cada vez más visiblemente la actividad económica, Carlos Menem asumía la presidencia de la nación, lo que terminó de efectuar un claro viraje en la política económica.

Esta nueva orientación llevaría a una profunda reconfiguración socioeconómica, como consecuencia de la redistribución regresiva del ingreso que trajo aparejado el naciente régimen de la convertibilidad, que creó condiciones privilegiadas para las actividades financieras y que implicó un proceso de fuerte desindustrialización y desregulación estatal. Así, en conjunto con la institución de un régimen convertible del tipo de cambio, se avanzaría en la apertura comercial y financiera, la reducción del gasto fiscal y la implementación de un programa de privatización de empresas públicas (Basualdo, 2003).

La privatización de los activos públicos permitió obtener los recursos financieros para consolidar la viabilidad del plan de la convertibilidad y resolver los conflictos entre grupos económicos locales y acreedores externos (Kozulj, 2000; Azpiazu y Schorr, 2001; Pistonesi, 2001), buscando plantearse a una velocidad récord como un puntal para la construcción de un nuevo sistema de prestación de servicios con una mayor competencia y eficiencia.

En este marco, el régimen de la convertibilidad, que se estructuró a partir de la Ley N° 23.928/91, estableció un nuevo esquema monetario y cambiario en función de un tipo de cambio fijo peso-dólar, y llevó adelante las concomitantes reformas estructurales de desregulación, liberalización, apertura y privatización. La Ley de reforma del Estado N° 23.696 y los Decretos N° 1212/89 y 48/91 a su vez crearon las condiciones normativas para el ingreso de actores privados y para la readecuación de la estructura tarifaria y de precios de todos los servicios públicos.

De este modo, en todas las áreas del sector energético, y sobre todo en las cadenas de gas y electricidad, se realizó un cambio institucional y regulatorio sin precedentes (Pistonesi, 2001). El rol del Estado se redefinió, pasando a jugar un rol de fiscalización y control de las actividades de monopolios naturales, sin injerencia directa en la planificación microeconómica ni en las decisiones empresariales, que estarían a cargo de los nuevos actores privados concesionarios o licenciados, guiados por un criterio de ganancia. Por su parte, la desregulación promovería la competencia y brindaría las condiciones para que las compañías privadas pudieran operar eficientemente y aportar los recursos necesarios para salir de la situación de estancamiento energético a través de inversiones productivas.

Salvo las centrales hidroeléctricas y nucleares, todas las actividades energéticas fueron privatizadas y comenzaron a regirse por nuevos sistemas normativos (Pistonesi, 2001).

En ese sentido, el sector del gas natural, luego del anunciado final del monopolio estatal con la privatización de YPF y Gas del Estado, adquirió nuevas reglas de funcionamiento, establecidas a partir de un Marco Regulatorio específico que a su vez fijaba la creación de un Ente Regulador de la actividad. Así, mediante la Ley N° 24.076/92, el Decreto reglamentario N° 1738/92 y el Decreto N° 2255/92, que establecía las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución (RBLD) y Transporte (RBLT), se fijaron los lineamientos bajo los cuales el Ente

Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) desempeñaría la función de Autoridad Regulatoria con jurisdicción nacional sobre los segmentos de transporte y distribución de la cadena gasífera, a diferencia de lo ocurrido en el mercado eléctrico con el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), que no tenía el mismo alcance, sino un alcance jurisdiccional más acotado al área metropolitana de Buenos Aires. El objetivo manifiesto en los nuevos marcos regulatorios fue el de promover la competencia y la eficiencia en la provisión de los servicios, así como también la fijación de tarifas justas y razonables y la protección de los derechos de los consumidores.

En lo referente al segmento de la producción, YPF fue transferida al sector privado a través de la Ley N° 24.145/92 de Federalización de Hidrocarburos y Privatización, con la intención de crear un mercado competitivo y de múltiples actores, aunque lo que se terminaría configurando sería una estructura oligopólica con pocos oferentes¹⁴. Al respecto, el Marco Regulatorio de la actividad estableció como meta de la política energética la diversificación de la oferta de gas, que sería alentada por la desregulación de los precios en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), anteriormente fijados por la Secretaría de Energía, en coordinación con YPF y Gas del Estado. Esto traería como consecuencia una nueva conformación sistémica de los precios, basados en la libre oferta y demanda. Por otra parte, habiendo limitado las decisiones microeconómicas en la órbita de la Secretaría de Energía, se determinó la libertad de importar gas sin necesidad de aprobación previa, mientras que las exportaciones quedaban sujetas a aprobación en tanto no afectaran al abastecimiento interno.

El nuevo Marco Regulatorio instituido procuraba evitar la reintegración vertical de la industria y que se reemplazara al antiguo monopolio estatal con un nuevo monopolio privado. En ese sentido, la norma indicaba la prohibición de actos que implicaran abuso de posición dominante o competencia desleal, así como también inhabilitaba la participación empresaria en más de uno de los segmentos de la cadena.

De este modo, se imposibilitaba a productores, distribuidores o consumidores que compren gas directamente a los productores, de tener participación controlante en transportistas; así como se les impedía a productores, transportistas y grandes consumidores de tenerla en distribuidoras. Luego, con la reglamentación en el Decreto N° 1.738/92, estas restricciones permanecerían, aunque en un formato más relajado, ya que no se incluían dentro de aquellas a productores, distribuidores o consumidores que contrataran directamente con productores que no suministren o reciban más del 20% del gas transado¹⁵, aunque posean más del 50% del capital o votos en una compañía transportista o distribuidora. Como hemos señalado, se evidenciaba que, con la permanencia de estas restricciones normativas, la inclinación gubernamental era la de moldear un mercado global desintegrado verticalmente y que contara con la participación de actores privados que compitieran entre sí para obtener una mayor eficiencia que se trasladara a precios.

¹⁴ YPF contaba, hacia fines de la etapa de gestión estatal, con casi el 90% de las reservas de hidrocarburos. En 1994, luego de la implementación de los cambios normativos, REPSOL-YPF contaba con poco menos que el 60%, mientras que casi el 90% del mercado estaba en manos de cinco empresas (Pistonesi, 2001; Barrera, 2012; Sabbatella y Serrani, 2011).

¹⁵ Artículo 34 del Decreto N° 1738/92.

Con este principio como guía se procedió a reestructurar operativamente la industria. En los segmentos regulados de transporte y distribución se otorgaron licencias a distintas empresas prestatarias con contratos de una vigencia de 35 años en principio, prorrogables por otros 10.

Cabe aclarar que, al momento de la adquisición de los activos de Gas del Estado, estas compañías lo hicieron con una estructura de precios más favorable, luego de haberse realizado aumentos tarifarios previamente al inicio las operaciones (Kozulj, 2000; Pistonesi, 2001; Azpiazu y Schorr, 2001)¹⁶. Asimismo, como cada licenciataria debía tener antecedentes técnicos en la operación de servicios públicos, la composición de los nuevos operadores estaba liderada por empresas transnacionales en asociación con grupos económicos locales, en muchos casos ex contratistas de YPF y Gas del Estado (Pistonesi, 2001).

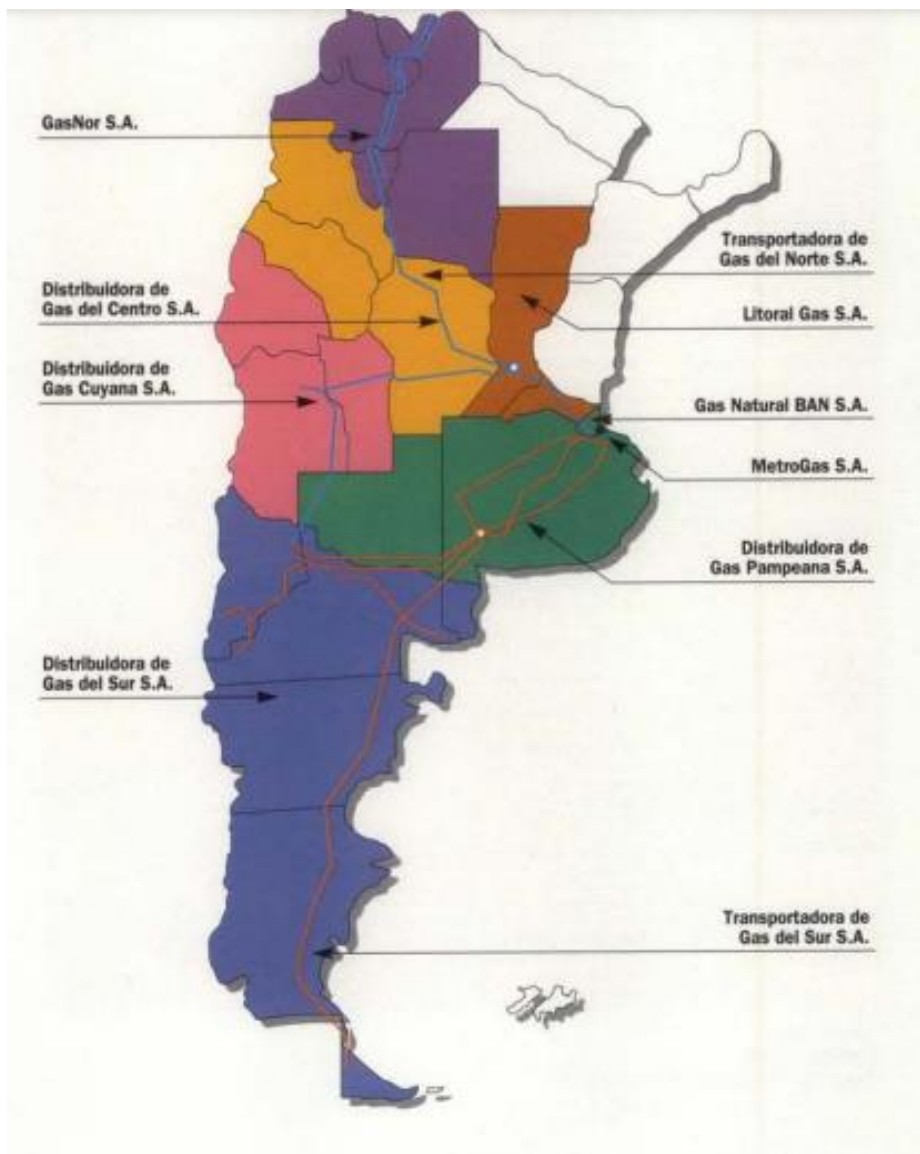
En este escenario, Gas del Estado fue dividida en dos empresas transportistas y ocho distribuidoras (finalmente se sumaría una distribuidora más en 1997, completando las nueve en funcionamiento en la actualidad), que comenzaron a operar en el año 1993. Las compañías habilitadas para transportar gas desde los puntos de recepción hacia puntos de despacho operarían en una red troncal de gasoductos, que como hemos visto anteriormente contaba con una organización radial cuyo centro estaba orientado al área Metropolitana de Buenos Aires (Pistonesi, 2001), donde se encontraban los mayores consumos.

Por lo tanto, Transportadora de Gas del Norte (TGN) operaría la región del norte y del centro oeste, y Transportadora de Gas del Sur (TGS), lo haría en la región sur y cordillerana.

Por su parte, las empresas habilitadas para operar las redes de distribución de gas natural proveyendo el servicio mayormente a usuarios cautivos (residenciales, comerciales y pequeñas empresas, entre otros) fueron Metrogas; Gas Natural Ban; Camuzzi Gas Pampeana; Camuzzi Gas del Sur; Distribuidora de Gas Cuyana; Distribuidora de Gas del Centro; Litoral Gas y Gasnor. En el año 1997 se completaría finalmente el cuadro del segmento distribuidor con la entrada de Gasnea, por lo que el esquema empresarial de los segmentos regulados de la industria del gas quedaría distribuido como se muestra a continuación:

¹⁶ Los aumentos tarifarios llevados a cabo en la última fase de la gestión estatal de los servicios públicos formaron parte de una modalidad extendida en la privatización, que tuvo como caso paradigmático a ENTEL (Abeles, Forcinito y Schorr, 1998).

Mapa 3. Áreas de licencia y extensión de las licenciatarias al inicio de operaciones de los sistemas de transporte y distribución de gas. Año 1993



Fuente: ENARGAS.

Cuadro 1. Licenciatarias de transporte y distribución de gas y áreas geográficas de licencia de acuerdo al nuevo esquema surgido de la privatización

SEGMENTOS REGULADOS DE LA CADENA GASÍFERA	
EMPRESA	ÁREA DE LICENCIA
TRANSPORTE	
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A (TGN)	Región Norte y Centro-oeste
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A (TGS)	Región Sur y Cordillerana
DISTRIBUCIÓN	
METROGAS S.A	Ciudad de Buenos Aires y el sur del Área Metropolitana de Buenos Aires
GAS NATURAL BAN S.A	Noroeste del área Metropolitana de Buenos Aires
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A	Provincia de Buenos Aires, exceptuando el área de Metrogas, Gas Natural Ban, Litoral Gas y al sur del Río Colorado, y la provincia de La Pampa
CAMUZZI GAS DEL SUR S.A	Sur de la provincia de Buenos Aires, Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego
DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A	Provincias de Córdoba, Catamarca y La Rioja
DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A	Provincias de Mendoza, San Luis y San Juan
LITORAL GAS S.A	Provincia de Santa Fe y siete partidos del norte de la provincia de Buenos Aires
GASNOR S.A	Provincias de Jujuy, Salta, Tucumán y Santiago del Estero
GASNEA S.A	Provincias de Entre Ríos, Corrientes y Misiones

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS.

En la práctica, este nuevo esquema adquirió la forma de dos subsistemas, sur y norte, dominados por grupos de productores petroleros nacionales ex contratistas de YPF y de Gas del Estado.

Por caso, el subsistema sur comenzó su funcionamiento con un rol preponderante de Repsol-YPF y Pérez Companc, que controlaban las principales empresas productoras y tenían además participación en TGS e importantes distribuidoras como Metrogas y Gas Natural Ban. Por su parte, el subsistema norte se encontraba dominado por Techint S.A., propietario de Tecpetrol S.A. en el segmento productor, y con participación en TGN y distribuidoras como Gas Natural Ban y Litoral Gas, y en menor medida por Repsol-YPF (Kozulj, 2000; Pistonesi, 2001).

Adicionalmente, un aspecto importante que reconfiguró la relación entre Estado y sector privado en el mercado energético, es que estos grupos económicos no sólo tenían participación en la cadena del gas natural, sino que, como sucedió por caso con Pérez Companc, extendieron su integración horizontalmente hacia el área eléctrica, en las etapas de generación (que utiliza gas natural como insumo fundamental en centrales térmicas o hidroeléctricas), transporte (Transener S.A.) y distribución (Edesur S.A.). Finalmente, estos actores completaban el círculo de la cadena energética en tanto formaban parte de los grandes consumidores industriales, para quienes el gas representa un insumo energético clave.

En ese sentido, además de Pérez Companc, que estaba ligado a la industria petroquímica, otro caso paradigmático fue el de Techint, que sumaba a su rol de gran consumidor la condición de ser fabricante de tubos de acero, utilizados para la construcción de gasoductos (Azpiazu y Schorr, 2001).

Por lo tanto, más allá de los elementos normativos presentes en el Marco Regulatorio de la actividad, la anatomía del mercado del gas resultante no logró barrer por completo con mecanismos de integración vertical en la cadena ni consolidar un funcionamiento competitivo con múltiples empresas por segmento, sino más bien una nueva organización en la que si bien existían diversos actores privados, continuaba registrándose concentración tanto en la oferta como en la demanda (Kozulj, 2000). Con todo, el nuevo esquema empresarial en el área energética y del gas natural se estructuró a partir de un *upstream* con alto grado de concentración, y un *downstream* moldeado a partir de nuevos monopolios regionales y marcos normativos que habilitaban el desarrollo de la actividad en condiciones privilegiadas¹⁷¹⁸.

Una nueva política de precios y tarifas para un nuevo mercado

Como resultado de la reestructuración de YPF, que implicó en una primera fase la venta de áreas centrales y marginales y luego la privatización propiamente dicha (Serrani, 2012), y de la desregulación aplicada al segmento de la producción, se creó el mercado mayorista del gas, que se distinguía del minorista en la medida en que concentraría las transacciones económicas que involucraran tanto a productores como a distribuidores y grandes usuarios, mientras que el mercado minorista contemplaría únicamente la distribución de gas por redes a usuarios cautivos (mayormente residenciales, comerciales y pequeñas empresas, entre otros).

En este mercado la estructura de la oferta estaba integrada por las empresas productoras de hidrocarburos, mientras que la demanda se organizaba principalmente en torno a las empresas distribuidoras y, en segunda instancia, a los grandes usuarios con *by pass* físico y comercial (directamente conectados a la red de transporte -físico- o con contratos directos con productores o comercializadores -comercial-), quienes introducían tensiones competitivas con las empresas distribuidoras. A diferencia de las etapas del *downstream* de la cadena, reguladas

¹⁷ El aumento de tarifas previamente al traspaso de la gestión estatal a la gestión privada, en torno a un promedio de 30%, garantizó una estructura de precios favorable desde el arranque de la nueva operación, así como también elevados márgenes de beneficio, en un sector que por sus características específicas requiere inversiones de envergadura con plazos medianos y largos de maduración, muchas de las que ya habían sido realizadas. Asimismo, y tal como sucedió en otros servicios públicos privatizados, el precio de venta de Gas del Estado, que era considerada la quinta empresa de mayor facturación del país en el momento previo a su privatización, fue considerado como subvaluado por algunas investigaciones, lo que agregaría otra ventaja derivada del proceso de enajenación para los nuevos operadores (Azpiazu y Schorr, 2001).

¹⁸ La generación de condiciones favorables de negocio para los operadores privados a partir del relajamiento de la regulación estatal alcanzaría ribetes preocupantes cuando a mediados de los años noventa ciertos grupos económicos locales a cargo de las empresas privatizadas realizaron rápidamente ganancias patrimoniales a partir de la venta de su participación accionaria en estas compañías a consorcios internacionales (Azpiazu, Forcinito y Schorr, 2001). De aquello se depende una interrogación acerca de cuánto contribuyen por sí solas, la garantía de altas tasas de rentabilidad y la desregulación estatal, a generar condiciones proclives al desarrollo económico en países periféricos y con rezago tecnológico y de capital, como es el caso de Argentina, si se habilitan en los servicios públicos prácticas empresariales que no proyecten una estrategia previsible y duradera de gestión y que estén habilitadas a maximizar la valorización patrimonial en cualquier circunstancia.

por la Ley N° 24.076/92 y las normativas modificatorias y complementarias, el *upstream* estaba regulado por otro marco legal (la ley de Hidrocarburos N° 17.319/67 y modificatorias, y la ley de Privatización de YPF N° 24.145/92, entre otras), que fundamentalmente establecía el libre juego de oferta y demanda como criterio rector para la fijación de los precios y la libre disponibilidad del producto tanto en el mercado interno como en el externo.

En efecto, a través del Decreto N° 2731/93 se desreguló el mercado del gas y se crearon, por un lado, el Mercado Mayorista de Corto Plazo (MCPGN), llamado mercado *spot*, que contemplaba las transacciones para períodos de entre uno y seis meses consecutivos, y por otro lado, el Mercado Mayorista de Mediano y Largo Plazo (MMLPGN), que abarcaba las transacciones para períodos superiores a seis meses. En conjunto con la Ley N° 24.076/92 y sus reglamentaciones, y con el Decreto N° 1411/94, la normativa tuvo el espíritu manifiesto de conformar un mercado mayorista abierto, transparente, competitivo y que limitara el abuso de posición dominante.

En esa línea, se diseñó el MCPGN, que a pesar de limitar entre un 20% y un 40% a las operaciones totales realizadas por las distribuidoras bajo esta modalidad, funcionaba a partir de información en tiempo real. Para dotarlo de competencia y presionar hacia la baja a los precios, a través del Decreto N° 1020/95 se fijaron incentivos concretos para la operación en el mercado *spot*, con la aspiración de que el mayor volumen operado en este ámbito pudiera generar presiones concomitantes hacia la baja también en el MMLPGN y arrastrara la reducción de precios del gas a tarifas finales. Los incentivos consistían en la creación de un régimen optativo que se orientara a obtener precios inferiores a los resultantes de los contratos de largo plazo, a partir un sistema de “premios y castigos” a la conducta de las distribuidoras. Aquellas que compraran gas por debajo de los precios de referencia del ENARGAS, serían “premiadas” con la retención del 50% del diferencial entre estos precios, y serían “castigadas” si la compra se realizaba con precios por encima, permitiéndoles trasladar sólo el 50% del excedente a tarifas finales.

Adicionalmente, se llevaron adelante otras dos medidas con el mismo tenor. En primer lugar, el ENARGAS, mediante las Resoluciones N° 421/97 y N° 478/97, reglamentaría la figura de los comercializadores como un nuevo actor del mercado mayorista. En segundo lugar, a través del Decreto N° 1748/00, se dispuso un límite inferior al que existía anteriormente (de 5000 m³/día vs 10.000 m³/día) para que usuarios con altos consumos pudieran contratar directamente su abastecimiento con una productora de gas, más allá del monopolio de la licencia de la empresa distribuidora de su área. Esta apertura de redes de transporte y distribución benefició a los grandes usuarios, que mediante operaciones de *by pass* comercial o físico lograrían precios menores que los usuarios residenciales (Pistonesi, 2001). De este modo, la competencia que pudo haberse introducido quedó circunscripta a la sección del mercado que operaba mayores volúmenes (grandes usuarios, distribuidoras, subdistribuidoras, comercializadores), en la que no se encontraban usuarios cautivos de los sistemas de monopolio natural no disputable, por lo tanto, el efecto en valores más bajos en las tarifas finales no aplicaba para la mayoría de los usuarios (Kozulj, 2000; Pistonesi, 2001).

En cuanto a los precios del gas, luego de que se mantuvieran regulados durante un año después de las reformas, a partir de 1994 también fueron desregulados y se estabilizaron en torno a un valor de 1 dólar el MMBTU, mientras que el saldo final de su evolución en todo el período de la convertibilidad fue de un aumento de un 28,4% desde 1994 a 2000 (Azpiazu y Schorr,

2001)¹⁹²⁰. Si bien el aumento del precio en dólares estuvo atado a la inflación estadounidense, de acuerdo a la dinámica de actualización de precios fijada por la Ley N° 24.076, en la estabilización del precio parecieron haberse puesto en juego también otras variables. En un nivel macroeconómico, los efectos de la recesión que en ese momento comenzaba a afectar el régimen de la convertibilidad. Y en un nivel microeconómico, aunque algunos trabajos señalan lo contrario (Kozulj, 2000; Azpiazu y Schorr, 2001), también parecieron tener cierta eficacia medidas regulatorias, tales como la creación del mercado *spot* y los incentivos con menores precios de transacción que en el de largo plazo; la ampliación de la competencia en el mercado mayorista a través de la sanción de la normativa acerca de los comercializadores; y la disminución de los límites de consumo para la realización de contratos directos; como así también la utilización, por parte del ENARGAS, de la facultad de limitar el mecanismo del *pass through*²¹ (Pistonesi, 2001).

A este respecto, más allá de que estas disposiciones no modificaron factores estructurales del precio del gas (por ejemplo, el impacto de la cotización internacional en el precio local; la capacidad de la oferta nacional y su relación con el mercado externo y las exportaciones; la estructura de la propiedad de la oferta, que puede introducir presiones competitivas o rigideces monopólicas en los precios, entre otras), desde el punto de vista regulatorio estas medidas fueron intervenciones que buscaron efectivamente obtener mejores precios y un mercado más competitivo dentro de las condiciones existentes.

Siguiendo la línea de la desregulación, los cambios normativos determinaron que las tarifas deberían estar dolarizadas y tener una actualización de acuerdo al índice de inflación utilizado en Estados Unidos. En términos generales, el Marco Regulatorio de la actividad estableció que las tarifas finales serían la suma del PIST, el margen de transporte y el margen de distribución²² más impuestos, y que en ningún caso deberían dejar de cubrir los costos, asegurando una rentabilidad razonable que guarde relación con la eficiencia en la prestación del servicio²³.

La confección de las tarifas estaría guiada por el *price cap*, un sistema de regulación de servicios públicos que se había originado en las gestiones privatizadas de la década del ochenta en Gran Bretaña²⁴ y que en ese momento gozaba de buena reputación internacional, llegando a ser utilizado además en países de América como Estados Unidos, México o Perú. Este sistema consistía en la determinación de precios máximos o tope para cada tipo de servicio, contemplando los costos y características de la oferta y demanda. (Bernardi, 2013).

El objetivo de la implementación de este procedimiento era brindar estabilidad en la actualización de precios, estableciendo referencias máximas durante un período de vigencia

¹⁹ El objetivo de la privatización era dejar que los precios fueran fijados por la libre oferta y demanda para que bajaran como producto de la eficiencia del mercado.

²⁰ Dado que la desregulación implicó la exposición de la producción local a precios del mercado internacional, vale considerar que la evolución del gas natural estadounidense durante este mismo período sufrió un aumento del 98.9%, tomando como referencia el precio del gas en boca de pozo, de acuerdo a datos del *Energy Information Administration* (EIA) dependiente del Departamento de Energía de este país.

²¹ Se denomina de esta forma al mecanismo establecido por el Marco Regulatorio mediante el cual se traslada el precio del gas, con sus variaciones, a tarifas finales. De esta manera, los costos no impactan en la ecuación económica y financiera de los actores de la cadena.

²² Estos precios y tarifas varían por tipo de usuario y subzona tarifaria.

²³ Ley N° 24.076, artículo 37, 38, 39 y 41.

²⁴ Su creador fue Stephen Littlechild en 1983.

determinado hasta la revisión tarifaria, que se realizaría cada cinco años. Llegado ese momento se redefinirían variables clave de la actividad, como el nivel de inversiones, la expansión y la calidad del servicio, la rentabilidad y el valor de las tarifas, hasta la nueva revisión.

De esta manera, los ajustes que preveía este sistema eran esencialmente dos: uno, el ajuste automático por el índice de precios, que se realizaría semestralmente, para mantener el valor real de los ingresos de las compañías operadoras. El otro ajuste consideraba variables integrales y evaluaba los costos y la evolución de la actividad durante una etapa temporal más prolongada, que se realizaría quinquenalmente.

A este procedimiento de actualización tarifaria se le sumaría otro que tendría ancla en la variación del precio del gas. A diferencia de lo que ocurría con Gas del Estado, el Marco Regulatorio autorizaba el traslado inmediato de cualquier aumento en el precio del gas a la tarifa final, a través del mecanismo de *pass through*, en mayo-octubre de cada año. Como el precio del gas se constituyó como un precio no regulado a partir del Decreto N° 2731/93, que surge de la libre concurrencia de oferentes y demandantes en el mercado mayorista, el ENARGAS, en tanto autoridad regulatoria de la industria, sólo estaba autorizado por el Marco Regulatorio a limitar el traslado de los costos del precio del gas a tarifas finales en caso de no ser competitivos respecto de otros casos de transacciones entre productoras y distribuidoras, aunque la norma general está orientada a que este traslado tenga lugar por el *pass through*.

Lo mismo sucedía con la carga tributaria abonada por las compañías, dado que el costo tributario constituye el cuarto componente de la tarifa final, junto con el precio del gas, el margen de transporte y el de distribución. Es por ello que también es pasible de ser trasladado a tarifas, por el principio de neutralidad tributaria vigente en el Marco Regulatorio, que busca no alterar la ecuación económico-financiera de las empresas con las variaciones impositivas.

Estos lineamientos se materializaron en las RBLD del Decreto N° 2.255/92, en donde tomó la forma de una ecuación con tres factores: $PPI \cdot X + K$, donde PPI refería al *Producer Price Index*, el índice de precios estadounidense; el factor X representaba la ganancia por eficiencia; y el factor K representaba un adicional para inversiones. En conclusión, las tarifas se actualizarían de acuerdo al índice de precios, se les restarían la ganancia por eficiencia y se les agregaría el factor de inversiones. Esta fórmula cubriría los costos y contemplaría asimismo una rentabilidad justa y razonable para los prestadores de servicio (Bernardi, 2013), asumiendo que toda mejora en este rubro comportaría menores costos y por ende menores tarifas finales.

Cabe mencionar que dentro de los factores que integraban la fórmula de actualización tarifaria, la actualización según el PPI resultó un aspecto excepcional en el marco de la política económica de la convertibilidad, en la medida en que se utilizaba un índice de precios extranjero para precios locales alineados por ley a un régimen de tipo de cambio fijo, que prohibía indexaciones de precios.

Con ello se visibilizó quizás el mayor privilegio normativo que tuvieron las empresas licenciatarias en este nuevo esquema del mercado del gas, al contar con condiciones económicas extraordinarias para su actividad, máxime cuando la inflación estadounidense durante este período fue superior a la evolución de los precios internos. Por otro lado, la implementación del factor X también adquirió un carácter controversial, ya que, si bien inicialmente estaba diagramado para ser la expresión de la eficiencia del nuevo sistema ante los usuarios, en tanto concretaba en un descuento en la tarifa los avances de productividad de

las empresas licenciatarias, este papel no tuvo los resultados esperados. Aunque no se tomaría en cuenta para la confección de tarifas hasta la primera Revisión Tarifaria Integral (RTI) de 1998, una vez efectuada, este factor se vería neutralizado por el impacto del incremento del índice de precios utilizado durante el período (Azpiazu y Schorr, 2001).

Así, visto en retrospectiva, el diseño de la actualización tarifaria no pareció beneficiar tanto a los usuarios finales (considerando que no se obtuvieron precios más bajos por el servicio -lo que le daba la razón de ser a este concepto-) como a las prestadoras, que experimentaron una ampliación de sus ganancias (Azpiazu y Schorr, 2001; Arceo, 2018).

Considerando la evolución durante un período más abarcativo, además de la influencia de los aumentos tarifarios instrumentados previamente a la privatización de Gas del Estado²⁵ y el aumento del precio del gas que fue trasladado directamente a tarifas finales, la deficiente implementación del factor de eficiencia y el privilegio normativo de habilitar el índice de precios estadounidense como referencia para la actualización local también jugaron un papel para que la evolución tarifaria fuera alcista.

Por otra parte, en lo referente a subsidios, la tarifa diferencial se constituyó como la única opción de tarifa subsidiada durante los años noventa, y estaba direccionada a usuarios de la Región Patagónica, que por razones climáticas requieren un mayor consumo de energía. El Tesoro Nacional, a través de las provincias giraba los recursos a las distribuidoras para subsidiar la facturación de este conjunto de usuarios, pero esta situación se vio alterada con el agravamiento de la crisis fiscal en la fase terminal de la convertibilidad. Allí, el Estado Nacional suspendió el giro de estos fondos a las provincias²⁶, y la tarifa diferencial pasaría a estar financiada desde entonces por un Fondo Fiduciario que no dependería del Tesoro Nacional, sino que se originaría en un cargo tarifario²⁷, que los usuarios no patagónicos debían pagar en sus facturas, constituyéndose así un subsidio cruzado²⁸ (Serrani, 2018).

Con el fin de tener un panorama más completo de la evolución de los precios y las tarifas finales y sus implicancias para las empresas del sector, cabe señalar que las rentabilidades de las licenciatarias durante el período experimentaron un incremento considerable, tanto en el segmento de transporte como en el de distribución. En el segmento del transporte, la actividad se ubicó entre las más rentables de los servicios públicos privatizados, con utilidades netas sobre ventas promedio mayores al 30% para el período 1993-1999.

Por su parte, en el segmento de distribución, la utilidad sobre ventas rondó el 10%, un porcentaje sensiblemente menor al del transporte (Pistonesi, 2001), pero si se la compara con las utilidades sobre ventas promedio de la cúpula empresaria de la economía argentina (las 200 empresas de mayor facturación), que fue del 4% durante el mismo período, la rentabilidad en este sector alcanzó niveles altos. Este desempeño extraordinario estuvo en sintonía con la

²⁵ La tarifa promedio aumentó un 30% (Azpiazu y Schorr, 2001).

²⁶ Esta situación trajo aparejada una deuda de las distribuidoras con las productoras de gas y diferentes conflictos para normalizar la cadena de pagos (Serrani, 2018).

²⁷ Inicialmente el cargo era de 0,004 pesos por cada metro cúbico consumido, pero luego fue modificándose hasta la actualidad (Ley del Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas N° 25.656/02, modificada por Ley N° 25.725/02)

²⁸ Esto generó cierta polémica respecto de la Ley N° 24.076, que en el artículo 41 establece que los costos atribuibles al servicio prestado a un consumidor o categoría no podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros consumidores.

generalidad de las empresas privatizadas de la cúpula empresaria, que alcanzaron valores más elevados que el resto de las empresas no privatizadas (2,6% promedio) (Azpiazu y Schorr, 2001).

En síntesis, el alcance de las reformas de los años noventa en el sector energético tuvo magnitudes considerables, generando un nuevo mercado del gas y una nueva política de precios y tarifas para el servicio. En este sentido, el mercado de gas natural adquirió una nueva anatomía y se creó un nuevo régimen de actualización de precios y tarifas alineado a la convertibilidad, que a su vez generó un notable reacomodamiento de precios relativos y rentabilidades al interior de la industria.

Asimismo, las altas rentabilidades se tradujeron en mayores niveles de inversión en el sector y en avances en la expansión y en la calidad del servicio (Urbiztondo, 2016; Gerchunoff, Greco y Bondorevsky, 2003). En ese sentido, cabe destacar que las inversiones y las mejoras en el servicio se dieron sobre la base de condiciones extraordinarias para la actividad, con un régimen de actualización tarifario privilegiado, que sin embargo no logró traducir el traslado de la eficiencia empresaria en tarifas más bajas, de acuerdo al espíritu del mecanismo del *price cap* (FIEL, 1999).

Las distintas fases de la posconvertibilidad hasta 2015

La crisis del 2001-2002 terminó con el régimen de la convertibilidad, con una importante devaluación de la moneda y con el pasaje de un régimen de tipo de cambio fijo a uno de dólar alto, que caracterizó a los primeros años posteriores. Tras de sí la crisis dejaría un importante deterioro de las variables sociales y económicas de la mayoría de la población, además de un alto endeudamiento en moneda extranjera. Lentamente, luego del reordenamiento cambiario, que derivó en caídas importantes del salario real y mayor competitividad para la producción local, la economía comenzaría nuevamente un período de crecimiento, apalancada sobre un mercado interno que se recuperaba en base a la capacidad ociosa de la industria y los incrementos de ingresos reales en la población, y sobre la demanda internacional de *commodities* (CENDA, 2010).

Durante el año 2002, y debido a los efectos de la crisis, se promulgaría la Ley N° 25.561/02 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, declarando la emergencia, social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, que permanecería vigente hasta 2017, luego de sucesivas prórrogas.

La ley establecía que quedaban sin efecto las cláusulas indexatorias y de ajuste en dólares para todos los contratos de la Administración Pública, entre los que se encontraban los contratos de servicios públicos, incluido el del gas natural. En consecuencia, se instrumentó la pesificación de precios y tarifas, tomando en cuenta la paridad cambiaria de la convertibilidad, y se autorizó la renegociación contractual de las licencias y concesiones otorgadas por el Poder Ejecutivo Nacional (Gerchunoff, Greco y Bondorevsky, 2003; Kozulj, 2005; Urbiztondo, 2016; Arceo, 2018; Serrani, 2018), contemplando el impacto que esto pudiera tener en la competitividad de

la economía y en la distribución del ingreso, la calidad del servicio y los planes de inversión, la accesibilidad, la seguridad y la rentabilidad de las empresas²⁹.

De este modo, las actualizaciones fijadas por el Marco Regulatorio de la industria del gas natural que tuvieron vigencia durante la convertibilidad quedaban suspendidas, en el marco de una situación socioeconómica caracterizada por la disminución del poder adquisitivo y altos niveles de desempleo y pobreza (CENDA, 2010). La política tarifaria en los servicios públicos, y en particular en el sector energético (esencialmente gas y electricidad) comenzaba a ser modificada.

Sin embargo, a partir del congelamiento tarifario de los servicios públicos, los actores empresariales del sector comenzaron a aducir un trato discriminatorio respecto del resto de las empresas del país, en la medida en que se les impedía trasladar a precios el incremento de los costos, incumpliendo los compromisos contractuales de actualización tarifaria dispuestos originalmente en los contratos de licencia (FIEL, 1999). Este punto resultó importante en tanto implicaba el avance de reclamos legales y arbitrales de las empresas contra el Estado Nacional en el marco de los tratados bilaterales de protección de inversiones, celebrados por Argentina con otros países a principios de los años noventa (Urbiztondo, 2016).

Así, las discusiones entre autoridades del Estado Nacional y las empresas licenciatarias en torno a las nuevas condiciones económicas y normativas que tendría la prestación de servicios públicos en la posconvertibilidad se encauzaron institucionalmente, bajo el paraguas de la Ley de Emergencia Pública, en la Comisión de Renegociación de los Contratos de Obras Públicas (CRCOSP) y luego en la Unidad de Renegociación y Análisis de los Contratos de Servicios Públicos (UNIREN).

En este ámbito, los intercambios del Estado y los actores del sector privado se formalizaron en una primera instancia en Cartas de Entendimiento, durante los primeros años, y más tarde en Acuerdos Transitorios, en los que se establecerían condiciones regulatorias y tarifarias provisorias hasta arribar finalmente al Acuerdo de Renegociación Contractual Integral con cada una de las licenciatarias (Serrani, 2018).

Teniendo en cuenta que este proceso duró hasta 2017, cuando se realizó la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de modo uniforme para el sector, normalizando las condiciones de licencia para todas las compañías transportadoras y distribuidoras, el camino que siguieron las negociaciones en este sentido durante la posconvertibilidad fue largo y se caracterizó por tener marchas y contramarchas.

En gran medida, esta situación estuvo vinculada al punto de controversia señalado anteriormente, que se encontró presente en las negociaciones durante más de una década. Este punto refería concretamente a la exigencia que planteaba la UNIREN para el avance en los Acuerdos con cada empresa licenciataria, del cese de las demandas arbitrales interpuestas ante tribunales internacionales, entre los que se destacaba el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI), del Banco Mundial.

De este modo, a la salida de la convertibilidad el Estado fue diseñando un nuevo tipo de intervención económica en términos regulatorios y de precios y tarifas, que afectaba a los mercados regulados (en los que el Estado tiene facultad de determinar tarifas) pero también a

²⁹ Artículo 8 y 9 de la Ley N° 25.561/02.

los mercados desregulados, como el mayorista eléctrico y del gas³⁰, en los que el Estado evidenciaba un nuevo rol en el sector, con una Secretaría de Energía que ahora intervenía en la fijación de precios y en la confección de nuevas herramientas regulatorias.

Así, durante el mandato de Néstor Kirchner se fijaron, mediante el Decreto N° 180/04, nuevos cargos tarifarios, los cargos I y II, que tenían como objeto el financiamiento de obras de infraestructura de transporte y distribución, a cobrar a los usuarios no residenciales y a ser depositados en un fondo fiduciario administrado por Nación Fideicomisos S.A.

Asimismo, durante 2005, a través de la Resolución N° 752/05 de la Secretaría de Energía, y retomando lo establecido en el Decreto N° 181/04, se amplió el universo de usuarios contemplados para la compra directa de gas a productores³¹, por lo que las distribuidoras perdían una cuota de mercado, y el mercado gasífero ganaba competencia al contar con más demandantes directos en el proceso que se denominó *unbundling* del servicio de gas.

Ya en el primer mandato de Cristina Fernández de Kirchner (CFK) (2008-2011) la crisis del 2008-2009 constituyó un momento de manifestación de ciertas presiones sobre las cuentas fiscales y externas, por lo que en 2008 se resolvió provisoriamente implementar un cargo tarifario³² a depositarse en un fondo fiduciario para atender el costo de las crecientes importaciones que experimentaba el sector (Urbizondo, 2016). En esa misma línea, y en el marco de la continuidad en las discusiones por la renegociación de licencias y de un congelamiento tarifario que se extendía en el tiempo, en el año 2012 el ENARGAS estableció mediante Resolución N° 2407/12 otro cargo tarifario para la creación del Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Gas (FOCEGAS), que estuvo destinado a la ejecución de obras de infraestructura y mantenimiento de redes.

De este modo, a medida que transcurrían los años de la posconvertibilidad, la nueva intervención económica estatal se orientó principalmente a abordar tres ejes. En primer lugar, el avance en la renegociación de licencias con las empresas, para lograr un nuevo marco normativo-económico para el sector. En segundo lugar, el mantenimiento de las tarifas congeladas para promover el acceso al servicio y la competitividad de la economía. En tercer lugar, la implementación de cargos tarifarios que disminuyeran el impacto del congelamiento tarifario en la situación económico-financiera de las empresas del sector, así como en la calidad y en la expansión del servicio. A su vez, esto implicó la ampliación del monto de subsidios y transferencias para el sector en forma de asistencias económicas a las empresas, destinadas a solventar gastos corrientes e inversiones para mantenimiento del servicio público en condiciones de normalidad.

El comienzo del segundo mandato de CFK (2012-2015) evidenció la agudización de las tensiones en el frente fiscal y externo, en los que la contribución del sector energético y del gas natural era central, debido al peso creciente de los subsidios económicos para sostener tarifas estables y del aumento de las divisas destinadas a importaciones, a raíz del declive de

³⁰ Mediante el Decreto N° 181/04, se estableció un acuerdo entre la Secretaría de Energía y las empresas productoras para fijar el PIST, marcando un cambio respecto del período anterior, en donde primaba un criterio de desregulación en materia de precios y tarifas.

³¹ De acuerdo a la Resolución SE N° 752/05 quedaban habilitados a la compra directa de gas natural todos aquellos usuarios que no fueran residenciales o de Servicio General P con consumos inferiores a 9000 m3 de 9300 kcal.

³² A través del Decreto N° 2.067/08.

la producción nacional de hidrocarburos (Kulfas, 2016)³³. En términos políticos esta situación motivó movimientos hacia el interior del gobierno nacional, que derivaron en el ascenso de la figura de Axel Kicillof, primero desde la Secretaría de Política Económica del Ministerio de Economía e YPF y luego al frente del propio Ministerio. Este reordenamiento buscó darle un nuevo perfil a la política energética, que apuntara a revertir las tensiones macroeconómicas y sectoriales mencionadas, por lo que es plausible entender este período de forma diferenciada dentro de la trayectoria económica desplegada durante los tres mandatos kirchneristas.

Como producto del extendido congelamiento tarifario y del incremento en los costos por parte de las empresas licenciatarias, la cadena de pagos y el abastecimiento del gas natural registraría una tirantez creciente, lo que derivó en conflictos entre las empresas de los distintos segmentos del mercado. Por caso, entre 2013 y 2015, los pagos de distribuidoras a las productoras llegaron a interrumpirse por deudas en varias ocasiones, así como también llegaron a efectuarse presentaciones judiciales por parte de las productoras con el objeto de que se normalizara la cadena de pagos (Serrani, 2018).

Finalmente, y luego de las marchas y contramarchas en las negociaciones para cada empresa licenciataria, en abril de 2014 se actualizaría en forma homogénea para toda la industria el precio del gas natural en el PIST y las tarifas de transporte y distribución, en el marco del Esquema de Racionalización del Uso del Gas Natural. Mediante la Resolución N° 226/14 de la Secretaría de Energía, además, se estableció un beneficio para aquellos usuarios que ahorraran en su consumo.

El precio del gas aumentó en promedio 492% entre marzo y diciembre de ese año, el margen de transporte un 20% y el margen de distribución también subió con evoluciones diferentes para cada distribuidora. Por su parte, los aumentos en las tarifas promediaron el 251% para usuarios residenciales y 129% para usuarios no residenciales, registrando a nivel global un alza significativa que venía a corregir la falta de actualizaciones previas³⁴ durante años en los que los índices inflacionarios se habían acelerado, por lo menos desde el 2008, impactando en los costos y las ecuaciones económico-financieras de las compañías operadoras (Arceo, 2018; Serrani, 2018).

No obstante lo dicho anteriormente, en la Región Patagónica las tarifas finales no sufrieron variaciones para los usuarios, mientras que el cuadro tarifario pleno se adecuó en sintonía con las modificaciones generales, lo cual trajo como consecuencia un aumento del subsidio para evitar el impacto en los usuarios residenciales de aquella zona, generando un impacto concomitante en los usuarios del resto del país, que financiaron esta suba a través del Fondo Fiduciario creado por la Ley N° 25.565/02³⁵ (Serrani, 2018).

El incremento del precio del gas llevado adelante en 2014 contrarrestó el peso de los subsidios que se destinaban a la producción por el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de

³³ Medidas económicas como la implantación del control de cambios y la expropiación de YPF en 2012, y la implementación del Plan Gas en 2013, revirtieron parcialmente esta situación.

³⁴ Este ajuste de precios intra-industria, que favoreció a grandes usuarios, buscó ser una herramienta de promoción industrial, por los efectos de los menores aumentos tarifarios en la competitividad empresarial.

³⁵ Recordemos que este subsidio fue instituido por la Ley N° 25.656/02 y se reglamentó con el Decreto N° 786/02. Luego, con la Ley N° 25.725/03, se agregaría a la Región Patagónica, la zona de la Puna, en el noroeste del país.

Gas Natural (Plan Gas³⁶), con el objetivo de incrementarla. También se estableció un mecanismo de monitoreo de costos con el objetivo de establecer un procedimiento de revisión periódica de tarifas ante variaciones registradas en tal concepto, pero este mecanismo no fue implementado.

Respecto del segmento productor, vale señalar que la orientación de la política hidrocarburífera se consolidó con la instauración del “barril criollo”³⁷, que mostró una complementariedad con el Plan Gas, en tanto ambos intentaban sostener las inversiones y la ampliación de la oferta a partir de la producción nacional de hidrocarburos. Instituido mediante la Resolución N° 1077/14, que derogaba la anterior Resolución N° 394/07, terminaba de transparentar el criterio de establecer un precio sostén en el marco de retracción de precios internacionales de petróleo.

De esta manera, entre los años 2012-2014, y sobre todo a partir de la nacionalización de YPF, podemos reconocer un cambio de orientación en la política energética y gasífera respecto de la tendencia que venían mostrando los años anteriores, con caída de la producción, un congelamiento de tarifas persistente y ausencia de incentivos claros para proyectar inversiones en el sector.

En lo referido a la dinámica de los subsidios focalizados, luego de las excepciones establecidas en el año 2008 al pago del cargo tarifario del Decreto N° 2067/08³⁸, en el año 2011, en conjunto con la actualización del cargo, se decidió realizar una quita de subsidios a zonas de alto poder adquisitivo (llamadas “polígonos”), dejando lugar a que las excepciones dentro de estas zonas mantuvieran el subsidio del Estado Nacional. Más allá del tratamiento de la tarifa diferencial (subsidiada a partir del fondo fiduciario de la ley N° 25.565/02), que implicaba un subsidio cruzado, estos primeros intentos de administrar una política de subsidios focalizada fueron incipientes dada la magnitud de usuarios involucrados y del aumento en la facturación que implicaba el cargo.

³⁶ La evolución del mercado del gas durante los años de posconvertibilidad estuvo caracterizada por el incremento del precio del gas (Urbizondo, 2016) y por el estancamiento y luego disminución progresiva de la producción nacional, que se interrumpió con la expropiación de YPF y la implementación del Plan Gas en 2013, instrumentando un precio sostén de 7,5 dólares el MMBTU para la producción incremental de gas convencional sobre los niveles acordados para los años subsiguientes. Por lo tanto, a partir de que el Estado comenzó a afrontar el costo diferencial con el precio de mercado, se logró interrumpir una tendencia declinante en la oferta e incentivar la inversión.

³⁷ Así se denominó la política de desvinculación del precio local del petróleo del internacional, llevada adelante a través de un régimen de retenciones a la exportación que establecía un valor de corte de 71 dólares, a partir del cual se podían dar dos situaciones: si el valor internacional superaba este límite, las retenciones se compondrían del exceso que adquiriera el precio internacional del crudo por sobre los 71 dólares; y si el valor internacional era inferior, se mantenía en un 1%. Del mismo modo, en caso de que el precio internacional descendiera del valor de corte, las empresas productoras tenían garantizado este precio para operar en el mercado doméstico. Dado que durante la aplicación del “barril criollo”, el precio internacional sostuvo una tendencia declinante, el precio sostén para el mercado local buscó dar incentivos a la inversión hidrocarburífera, asegurando un margen de rentabilidad que permitiera dar previsibilidad inversora y aumentar la oferta nacional.

³⁸ Mediante la Resolución ENARGAS N.º I-563/08 se implementaron los cargos aprobados por Providencia MPFIPyS N.º 3061 de fecha 12 de diciembre de 2008, al tiempo que se dictó la Orden Regulatoria de fecha 5 de agosto de 2009, en donde se establecieron las excepciones al pago del Cargo Decreto N.º 2.067/08 para aquellos usuarios que acreditaran la necesidad de contar con dicho beneficio.

Con este antecedente, y junto con la actualización tarifaria de 2014 se creó un Registro Unificado de Exceptuados a la Quita del Subsidio al Consumo de Gas Natural³⁹, que englobaba a los anteriores y a los que se integrarían a partir de los nuevos aumentos, y que se componía sobre todo de usuarios residenciales, pero también SGP. Asimismo, los beneficios tarifarios contemplaban también el ahorro del consumo⁴⁰, de modo que la lógica de la política energética en el mercado del gas resultó diferente respecto de la anterior etapa de la administración kirchnerista, no sólo con relación a la recuperación de la producción y la a la política general de precios y tarifas, sino también con relación a la implementación de subsidios focalizados, en reemplazo de los subsidios masivos, lo que además de tener efectos distributivos regresivos comprometía las cuentas fiscales y externas.

Así, los años de posconvertibilidad hasta 2015 se encontraron visiblemente condicionados por las consecuencias de la crisis de 2001-2002 y los cambios normativos y económicos posteriores, que impactaron en los términos generales de la intervención económica estatal en el sector energético⁴¹. En ese sentido, a partir de la ley de emergencia se alteraron los contratos y se modificó la ley de convertibilidad. Asimismo, se pesificaron las operaciones de los servicios públicos y se mantuvo la suspensión de los aumentos en las tarifas de gas y energía eléctrica, apartándose del sistema de actualización de precios y tarifas fijado por el Marco Regulatorio de los años noventa, aunque sin fijar un sistema normativo de regulación que funcionara como reemplazo estable y previsible, en la medida que la renegociación de los contratos de licencia permanecía inconclusa.

A pesar de las herramientas utilizadas durante los años de la posconvertibilidad para la disminución del impacto de la extensión del congelamiento tarifario en las cuentas empresariales y para el mantenimiento de la expansión y la calidad del servicio⁴², hacia el comienzo del segundo mandato de CFK las tensiones macroeconómicas, sectoriales y empresariales se hacían más visibles. En ese marco, si bien a partir de 2012 la nacionalización de YPF, la implementación del Plan Gas, y la política de actualización de precios y tarifas a partir del año 2014, entre otras medidas de política económica, reflejaron una nueva intervención económica estatal en el sector, esta no logró avanzar lo suficiente para revertir la situación (Navajas, 2015; Einstoss, 2020).

El gobierno de Cambiemos

El ascenso del nuevo gobierno significó un nuevo giro en la intervención económica respecto del período kirchnerista. Al poco tiempo de asumir, se eliminaron los controles de cambios,

³⁹ Mediante la Resolución ENARGAS N° I-2905/14.

⁴⁰ El ahorro se segmentaba entre aquellos usuarios que redujeran su consumo en más de un 20 %, a los cuales se les mantenía el nivel de tarifas previo, y los que lo hicieran entre un 5 % y un 20 %, a quienes se les estableció un cuadro tarifario diferencial con una reducción promedio del 50 % sobre la factura plena. Cabe señalar que este esquema fue criticado por las empresas distribuidoras en la medida en que la variable de la temperatura, importante en los consumos residenciales, era la que tenía mayor incidencia en las mayores o menores diferencias interanuales entre usuarios, y no una propensión al ahorro y eficiencia de los consumos.

⁴¹ El hecho más saliente fue que la Revisión Tarifaria Integral que seguía la secuencia planteada por el Marco Regulatorio, fijada para 2002/2003, y que se había realizado previamente en 1997/1998, no se realizó debido a la situación planteada por la ley de emergencia durante todo este período.

⁴² Principalmente la implementación de los diversos cargos tarifarios mencionados previamente (cargo fideicomiso I y II, cargo 2.067 y cargo por FOCEGAS).

liberalizando el mercado de capitales, al tiempo que se efectuó una devaluación de la moneda y se resolvió el conflicto con los *holdouts*⁴³, lo que permitió regresar al mercado de crédito internacional y comenzar un nuevo ciclo de endeudamiento externo, que se encontraba vedado para el país durante el último gobierno de CFK (CIFRA-FLACSO, 2016). Estas medidas implicarían un reacomodamiento de los precios relativos de la economía, entre los cuales podemos destacar, además de la depreciación de la moneda, la caída de los ingresos fijos en términos reales; el aumento de la tasa de interés real, que otorgaba ventajas al negocio financiero; y el aumento de tarifas de los servicios públicos.

Este último punto constituyó un aspecto importante de las modificaciones que se implementaron en el sector energético y en el mercado del gas natural, que se enmarcaron en una visión de cómo resolver las tensiones macroeconómicas, sectoriales y empresariales presentes en el área energética hacia el final de la etapa económica anterior.

Dentro del sector energético, se encaró una política de dolarización de precios e incrementos de tarifas acompañada de una veloz quita de subsidios, que buscaba corregir los desequilibrios económicos del mercado eléctrico y del gas natural, progresivamente hasta el final del mandato presidencial (Serrani, 2018; Arceo, 2018, Einstoss, 2020).

En esa misma línea, apenas iniciado su gobierno, Mauricio Macri, en conjunto con el Ministro de Energía y Minería (MINEM), Juan José Aranguren, declaró la Emergencia Energética, buscando poner de manifiesto la problemática del sector y anunciando un nuevo plan de medidas económicas sistémicas direccionadas a modificar esta situación⁴⁴. De este modo, el perfil de las reformas instrumentadas apuntaba a equilibrar las cuentas fiscales y externas a través de un menor gasto en subsidios y de la disminución de la demanda, por lo que surgió la necesidad de dotar a los mercados de una nueva institucionalidad regulatoria perdurable para sellar el viraje en la política energética.

De esta forma, se produjo el nombramiento de un nuevo directorio para el ENARGAS, que luego de haber estado intervenido desde el año 2007 pasaba a estar dirigido por un cuerpo colegiado elegido mediante concurso público; y se avanzó aceleradamente hacia una nueva RTI, que saldaría los diferendos del Estado con las empresas licenciatarias, vigentes durante los años pasados, y fijaría nuevas condiciones regulatorias, normativas y tarifarias para el funcionamiento del mercado del gas natural durante los años siguientes.

La RTI sería el destino final de las modificaciones pendientes del proceso de renegociaciones contractuales inconcluso durante los períodos de gobierno anteriores. Estas finalmente

⁴³ Un pequeño, aunque muy influyente grupo de fondos de inversión que no había entrado al canje de la deuda externa argentina llevado adelante desde el año 2003 en adelante, reclamaba cobrar los bonos de la deuda sin reestructurar, a diferencia de la inmensa mayoría de los tenedores que se acogieron al canje, ante el juzgado de Thomas Griesa en Nueva York, que en 2012 interpuso una medida cautelar obligando al país a efectuar el pago a los fondos reclamantes. Como ello implicaba el riesgo de que se disparara la cláusula *Right Upon Future Offers* (RUFO) sobre el resto de los tenedores, que establecía que cualquier cambio de condiciones para alguno de los acreedores debía adaptarse a la porción restante, y que de aplicarse ponía en serio riesgo la estabilidad económico-financiera del país, Argentina no efectuó el pago y durante todo este período sufrió el cierre del crédito internacional.

⁴⁴ A través del Decreto N° 134/15, sancionado en diciembre de ese año, se explicitó la necesidad de instrumentar un programa de acciones para adecuar el sistema eléctrico a la demanda. Para ello, se debería avanzar en incentivos a la inversión y en la racionalización del consumo, lo que ya anticipaba la orientación general de la política económica que se llevaría adelante.

desembocaron en un Acuerdo de Renegociación Contractual Integral, que comenzó a elaborarse en 2016 y que derivó finalmente en esta instancia en 2017, luego de convocar y efectuar Audiencias Públicas, fijando el regreso al sistema de regulación de tarifas máximas o *price cap* por cinco años, con incrementos tarifarios semestrales.

Los aumentos previstos tuvieron como objetivos principales la recomposición del valor en dólares del precio del gas para las empresas productoras, que había sido licuado con la devaluación del comienzo de la gestión, y la reducción de subsidios al consumo, aceitando el funcionamiento de la cadena del gas, y mejorando la ecuación económico-financiera de las empresas del sector (Arceo, 2018). Sin embargo, el fuerte aumento de tarifas durante los primeros meses de gobierno disparó una serie de reacciones sociales y amparos judiciales que llegaron a la misma Corte Suprema de Justicia de la Nación (CSJN), quien estableció que el ENARGAS debía convocar a audiencias públicas y presentar una nueva propuesta de incrementos en las tarifas de gas contemplando lo discutido en este ámbito⁴⁵.

Como consecuencia de este proceso de discusión pública, se publicaron una serie de Resoluciones que contemplaban el retrotraimiento de los aumentos a los valores previos, así como un límite para los incrementos tarifarios futuros: para usuarios residenciales, el límite máximo sería entre 300% y 400% y para usuarios de servicio general P de 500%, respecto del valor correspondiente a los cuadros tarifarios anteriores⁴⁶. En paralelo a la suspensión de aumentos y al límite establecido, el ENARGAS también tuvo que tramitar mayores montos de subsidio en forma de asistencia económica transitoria para las distribuidoras. Todo este proceso significó un escollo en el camino diagramado originalmente, que preveía incrementos transitorios durante 2016 a cuenta de actualizaciones posteriores a 2017, con la RTI vigente.

No obstante, luego del proceso de audiencias públicas instruido por la CSJN, la nueva propuesta reflejada a través de la Resolución del MINEM N° 212/16, estableció un sendero de precios del gas de actualización semestral en abril y octubre de cada año, que terminaba en octubre de 2019 con un precio en el PIST de 6,80 USD el MMBTU. Por su parte, los márgenes de distribución y transporte quedarían sujetos a la realización del Acuerdo de Renegociación Contractual Integral que precedía a la RTI.

⁴⁵ El fallo de la CSJN se refirió al amparo introducido centralmente por el Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad (CEPIS) y motivó la celebración de la audiencia pública, que contó con la participación de diversos sectores de la industria y la sociedad civil. Con el objeto de acordar un esquema para los aumentos tarifarios, este evento finalmente tuvo lugar en el mes de septiembre de 2016.

⁴⁶ La Resolución que integraría todas estas modificaciones finalmente sería la Resolución MINEM N° 212/16, sancionada en octubre de ese año, luego del fallo de la CSJN.

Cuadro 2. Sendero de precios del gas 2016-2019

CATEGORÍA / VALORES VIGENTES AL:	R1-R21-R22- R23	R31-R32-R33	R34	P1-P2	P3	Precio Prom Ponderado	% SUBSIDIO
	U\$\$/MMBTU	U\$\$/MMBTU	U\$\$/MMBTU	U\$\$/MMBTU	U\$\$/MMBTU	U\$\$/MMBTU	%
07-oct-16	2,16	3,82	5,26	0,9	2,48	3,42	50%
01-abr-17	2,62	4,2	5,49	1,26	2,93	3,77	45%
01-oct-17	3,17	4,63	5,73	1,76	3,47	4,19	38%
01-abr-18	3,83	5,1	5,98	2,47	4,1	4,68	31%
01-oct-18	4,64	5,61	6,24	3,46	4,86	5,26	23%
01-abr-19	5,61	6,18	6,52	4,85	5,75	5,96	12%
01-oct-19	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	0%

Fuente: Elaboración propia en base a datos del MINEM.

Más allá del traspie de 2016, la actualización de precios y tarifas continuó en 2017 y en 2018⁴⁷, ya con la entrada en vigencia de la RTI, pero a pesar del avance demostrado en estos años, el ritmo de actualización volvería a sufrir una alteración en 2019. El último incremento se realizaría en abril, como consecuencia de los efectos de los cimbronazos cambiarios del 2018⁴⁸ y el advenimiento de las elecciones presidenciales en 2019, que motivaron la suspensión de aumentos hasta el final del mandato, en noviembre de ese año, e incluso durante los primeros meses del siguiente mandato presidencial.

Por otra parte, este esquema de reducción de subsidios y aumentos tarifarios preveía continuar con un subsidio focalizado para usuarios con limitaciones en la capacidad de pago (iniciado durante la gestión anterior), mediante la Tarifa Social (TS), aunque el monto del subsidio iría disminuyendo a lo largo del tiempo. Originalmente, se subsidiaba el 100% del precio del gas contenido en las tarifas finales sobre un padrón de usuarios que se conformaba, por un lado, a partir de una asignación automática como producto del cruce de información patrimonial y de ingresos, y por el otro, a demanda, por parte de aquellos usuarios que no gozaban del beneficio automáticamente y debían solicitarlo expresamente⁴⁹⁵⁰.

Luego, a través de la Resolución MINEM N° 474/17, se estableció que el subsidio estaría limitado a un bloque de consumo compuesto por una cantidad determinada de metros cúbicos mensuales que anualizados equivalían al rango de consumo de la categoría de usuarios de menor consumo de la industria (R1), junto con el 75% de un bloque excedente.

⁴⁷ Cabe señalar que la discusión pública planteada al respecto continuó y se expresó en la sanción de una ley votada por el Congreso Nacional para suspender aumentos tarifarios en 2018, que fue vetada por el presidente de la Nación.

⁴⁸ En abril de ese año se produjo una devaluación de alrededor del 100% que provocó una seria crisis económica y alteró los precios de los contratos del mercado del gas natural. Posteriormente se registrarían otros episodios de saltos cambiarios, que llevaron a la solicitud de un préstamo al Fondo Monetario Internacional de magnitudes históricas en cuanto al monto concedido al Estado Nacional. A pesar de ello, debido al diseño de la política macroeconómica, la inestabilidad cambiaria continuaría hasta el final del mandato de Mauricio Macri.

⁴⁹ De acuerdo a la Resolución MINEM N° 28/16 y Resolución MINEM 219/16.

⁵⁰ En este momento se cubría el 22% de usuarios –casi 2 millones– y la magnitud del subsidio representaba alrededor de la mitad de la tarifa plena. Por lo tanto, el subsidio era mayor en términos absolutos cuanto mayor era el consumo.

La direccionalidad de esta modificación en los volúmenes de gas subsidiados se vería profundizada por la Resolución SE N° 14/18, que redujo aún más el subsidio, a sólo un bloque de consumo, sin el porcentaje del excedente y lo destinó exclusivamente a usuarios residenciales, dejando fuera a instituciones que se encuadraban en la categoría de usuario SGP⁵¹. Para ellas, quedaba como opción el cuadro tarifario para Entidades de Bien Público (EBP), creado por la Resolución MINEM N° 218/16, pero que por su diseño no comportaba un subsidio efectivo en la mayoría de los casos⁵², por lo que su impacto no fue sino marginal en las opciones de subsidio durante este período⁵³.

Cuadro 3. Bloques de consumo subsidiados en la TS a partir de 2017 (Anexo II de la Resolución MINEM N° 474/17)

ANEXO II

Bloque de consumo mensual máximo con bonificación de 100% del precio del Gas Natural y Gas Propano Indiluido por Redes, para beneficiarios de Tarifa Social Federal, por subzona tarifaria.
m3 de 9300 Kcal / mes.

Bloque de consumo base - Tarifa Social Federal (m3/mes)												
Licenciataria / Subzona	Mes No. 1	Mes No. 2	Mes No. 3	Mes No. 4	Mes No. 5	Mes No. 6	Mes No. 7	Mes No. 8	Mes No. 9	Mes No. 10	Mes No. 11	Mes No. 12
GAS NATURAL BAN/BAN	15	15	20	28	54	78	89	73	55	33	23	18
METROGAS	16	16	21	29	53	77	87	72	53	34	23	18
CENTRO	15	16	20	27	55	84	95	75	46	29	21	18
CUYANA	19	20	24	34	65	96	110	90	59	36	25	21
CUYANA/MENDOZA	28	31	37	50	98	144	165	135	88	54	38	32
LITORAL	17	16	19	28	53	79	89	73	51	32	22	20
GASNOR/SALTA	48	44	43	48	68	81	92	75	57	48	45	50
GASNOR/REGIÓN PUNA	96	88	86	96	136	162	185	151	113	95	91	101
GASNOR/TUCUMAN	19	19	24	28	39	52	60	47	35	30	23	22
GASNEA/ENTRE RÍOS	10	10	13	16	34	65	85	79	59	38	23	17
CGP/BUENOS AIRES	14	13	16	28	55	79	89	77	57	36	20	15
CGP/BAHÍA BLANCA y 25 partidos subzona Bs. As.	19	19	25	50	107	153	167	143	97	59	37	25
CGP/PAMPA NORTE	18	18	23	58	129	175	191	161	111	70	28	18
CGP/PAMPA SUR	15	15	23	58	135	161	196	165	112	70	33	17
CGS/CHUBUT SUR	64	62	106	174	257	304	323	300	235	180	113	82
CGS/SANTA CRUZ SUR	190	191	270	351	455	510	542	526	425	341	264	234
CGS/TIERRA DEL FUEGO	259	255	335	376	477	503	521	515	435	394	328	303
CGS/BUENOS AIRES SUR	35	35	54	120	217	263	285	260	194	126	67	42
CGS/NEUQUÉN	39	41	62	131	216	257	274	246	192	125	71	47
CGS/CORDILLERANO	64	62	106	174	257	304	323	300	235	180	113	82

Fuente: Resolución MINEM N° 474/17

⁵¹ Otra de las determinaciones de esta Resolución fue dar de baja definitivamente las bonificaciones para usuarios que tuvieran un ahorro en el consumo respecto del mismo período del año anterior, que tenían vigencia desde el año 2014.

⁵² Los cuadros tarifarios fueron diseñados para usuarios comerciales y de servicio (SGP), tomando inicialmente como referencia un descuento sobre los cuadros tarifarios de usuarios residenciales (R). Como esta referencia era más alta que las tarifas plenas de los usuarios SGP, no resultaban en un descuento efectivo para estos usuarios en la mayoría de los casos.

⁵³ Cabe señalar que en abril de 2019 se realizarían modificaciones en la normativa, mediante la Resolución SE N° 146/19, que darían lugar a un descuento que sí resultaba significativo (con un descuento del 45% sobre el precio del gas para las zonas no afectadas por la tarifa diferencial y de un 10% para aquellas que sí lo estuvieran).

De esta manera, el escenario conformado a través de las distintas medidas implementadas marcaba una disminución de los volúmenes de gas subsidiados⁵⁴, así como también de la cantidad de beneficiarios.

El sendero de precios diseñado también estuvo afectado por la división regional que estructuraba hasta ese entonces el consumo del gas en el país, y que distinguía entre la región afectada por la tarifa diferencial subsidiada por el fondo fiduciario de la ley N° 25.565 (esencialmente la Patagonia, pero también la Puna) y el resto del país.

De allí que la Región Patagónica tendría que transitar un sendero un poco más largo, hasta 2022, mientras que el resto del país llegaría al momento en el que el precio estaría determinado por la oferta y demanda en 2019. Para el caso de la región de la tarifa diferencial, las actualizaciones semestrales permitirían llegar a un precio del gas de 6,72 USD el MMBTU para octubre de 2022, en paridad con el precio de importación (Serrani, 2018). Así, la quita de subsidios generó efectos especialmente fuertes allí, ya que las tarifas venían arrastrando, además del efecto del congelamiento tarifario de los primeros años kirchneristas, la elusión de los aumentos del 2014, que como se ha aclarado no tuvieron lugar en esta zona. Por este motivo, el impacto del incremento tarifario fue mayor, en tanto la velocidad de los incrementos debía ser más alta que en el resto del territorio nacional para poder llegar al valor asignado para 2022.

Pero más allá del sendero de precios fijado en 2016, y con el mismo sentido que el primero, en noviembre de 2017 y luego de haberse implementado la RTI, se estableció un ajuste en el ritmo de aumentos pautado en un documentado llamado “Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes”, o simplemente “Bases y Condiciones”. Mediante este documento, las distribuidoras, subdistribuidoras que compraran gas por su cuenta, las productoras y Energía Argentina S.A. (ENARSA) suscribieron con el MINEM un nuevo sendero de precios para los volúmenes contratados hasta 2019, que reemplazaría al anterior y tendría un consecuente impacto tarifario. Esto era entendido como un paso adelante en la normalización del sector, que iría casi en sintonía con el fin de la vigencia de la Ley de Emergencia N° 25.561/02, prorrogada desde 2002 y que fue derogada en diciembre de 2017.

Por su parte, la nueva intervención económica estatal en materia de precios y tarifas, en el marco de la reducción de subsidios, también tuvo un impacto importante en las empresas productoras del mercado gasífero, en tanto el subsidio afectaba al precio del gas en el PIST. Esto generó un reacomodamiento de los actores del mercado y modificó las transferencias de ingresos a su interior. Mientras que anteriormente la transferencia de ingresos se daba desde el Estado Nacional a las empresas productoras (mediante el Plan Gas⁵⁵), ahora se daba desde

⁵⁴ Como se ha mencionado, el bloque subsidiado equivalía al umbral de consumo superior de la categoría R1 por subzona tarifaria y mes. Es decir que el bloque de gas subsidiado sólo se circunscribía al volumen consumido anualmente por los usuarios de la categoría más baja de acuerdo a la subzona tarifaria y a la licenciataria. El cuadro del Anexo II muestra la distribución de este bloque mensualmente, con los m³ que efectivamente se subsidiaban en cada uno de ellos.

⁵⁵ Una vez que este programa finalizó, con el nuevo Plan Gas III, establecido por la Resolución MINEM N° 46/17, el precio del gas estaría condicionado por el estímulo a la producción, pero en este caso con el foco en el segmento no convencional, en las Cuencas Austral y Neuquina. Se garantizaba así un precio de 7,5 USD el MMBTU a la producción incremental en 2018, que iría decreciendo hasta los 6 USD el MMBTU en 2021

los consumidores al resto de los segmentos de la cadena, (productoras, distribuidoras y transportistas, en orden proporcional descendente) (Arceo, 2018)⁵⁶. Así, los incrementos tarifarios posteriores a 2015⁵⁷ se explicaron fundamentalmente por la actualización del precio del gas en el PIST, a diferencia de lo ocurrido en la convertibilidad, cuando las actualizaciones en los márgenes de los segmentos de transporte y distribución tenían una incidencia mayor en la tarifa final (Arceo, 2018).

Por lo tanto, es plausible afirmar que la nueva intervención económica en el mercado del gas estuvo dirigida a incrementar ingresos de las productoras, pero sobre todo estuvo dirigida a reducir subsidios y a reacomodar los roles de los actores dentro de la cadena gasífera, trayendo beneficios para las cuentas empresariales de toda la cadena y además para las cuentas fiscales, pero en detrimento de la capacidad de pago de los usuarios (Arceo, 2018).

De esta forma, durante el gobierno de Macri el déficit externo disminuyó, como producto de los incentivos a la producción y los incrementos de precios, que desalentaron la importación, y también disminuyó el déficit fiscal, por la caída del gasto público en subsidios económicos. Ayudada por el regreso al mercado de crédito internacional al inicio del mandato presidencial, la restricción externa se relajó y las cuentas fiscales se iban estabilizando mientras funcionaba el programa económico (Serrani, 2018; Einstoss, 2020).

Sin embargo, una vez que se desencadenó la crisis económica de 2018, que derivó en un nuevo cierre del financiamiento externo privado, la restricción externa volvió a aparecer en escena. El gobierno quedó sujeto al FMI y sin margen fiscal no logró recuperar el rumbo de la política económica y de la política energética hasta el final de su mandato. El sendero de precios del gas natural, que se encontraba dolarizado e implicaba incrementos continuos, se vio interrumpido al ser inaplicable el traslado de las variaciones del tipo de cambio a tarifas finales con la disparada cambiaria iniciada a partir de abril de 2018.

Así, durante este año, luego de la renuncia de Aranguren al MINEM, la asunción de Iguacel y el descenso del MINEM a Secretaría, con el objeto de que no se sumaran aumentos en dólares a la suba ya registrada en la paridad cambiaria en pesos, y de que estos no presionaran sobre las tarifas finales, se implementaron las subastas de gas por medio del MEGSA, en un intento por disminuir el precio, que tuvo resultados relativamente positivos en el cuadro económico descripto. Sin embargo, el proceso de depreciación de la moneda continuó y la presión para actualizar las tarifas derivó en la propuesta de la Secretaría de Energía de que la diferencia entre el gas pagado por las distribuidoras y el incluido en las facturas, producida por la devaluación, fuera afrontada por los consumidores en 24 cuotas.

Luego de que la iniciativa recibiera un amplio rechazo social, el Estado decidió hacerse cargo del pago de las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA) de abril a septiembre de 2018⁵⁸. De este modo, las productoras verían garantizado en treinta cuotas el pago de las diferencias entre

⁵⁶ Vale aclarar que, puesto que en esta transferencia de ingresos el peso de la producción era significativamente más alto que el del resto de los segmentos, la reducción de subsidios operada allí tuvo fuerte impacto en toda la cadena.

⁵⁷ A modo de ejemplo, los incrementos promedio en las facturas de usuarios residenciales fueron de 1.046% entre diciembre de 2015 y abril de 2019, siendo más fuerte el aumento en categorías bajas. Para la mayoría de los usuarios SGP, los de menores consumos (SGP1 y SGP2), los incrementos en sus facturas fueron en promedio de 3.149%.

⁵⁸ A través del Decreto N° 1.053/18.

el precio del gas vendido y el precio incluido en los cuadros tarifarios por las distribuidoras, producidas por la variación del tipo de cambio. Pero la evolución de la crisis se mantuvo y con ella las presiones de los diversos actores de la industria por actualizar precios, tarifas, ingresos y rentabilidades, motivando la salida del cargo de Iguacel, previo anuncio de aumentos para inicios del 2019.

Ya sobre el final de la gestión de gobierno y con la estrategia trunca del sendero de precios, su reemplazante, Gustavo Lopetegui, se limitó a mantener las subastas⁵⁹ para los primeros meses del año y cumplir con los aumentos que ya habían sido fijados, y luego congeló las tarifas para evitar más afectaciones al poder adquisitivo de los consumidores durante la segunda mitad de un año de elecciones presidenciales. De esta forma, a pesar de la interrupción final, la orientación de la intervención económica estatal durante estos últimos años tuvo su centro en los incrementos de precios y tarifas, en la reducción de subsidios, el intento de normalización de las licencias y del rol del ENARGAS, así como de la intención de reconfigurar el mercado del gas en el marco de corregir los desequilibrios fiscales y externos que existían al inicio de la gestión.

Sin embargo, el mercado gasífero, más allá de los vaivenes experimentados luego de haber pasado por administraciones de distinto signo político, mantuvo algunos rasgos estructurales, mientras aparecieron otros novedosos. Por caso, el mercado mayorista siguió mostrando altos niveles de concentración en la oferta⁶⁰ pero también consolidó una mayor incidencia de la explotación no convencional respecto de las décadas anteriores (Griffa, 2018) a partir del crecimiento de las operaciones en Vaca Muerta, donde predomina la formación de *shale gas*.

En aras de resumir lo observado hasta aquí, con el legado de la reestructuración de los años de convertibilidad, la gestión posterior a la crisis y hasta el segundo mandato de CFK (2012-2015) sostuvo un congelamiento tarifario extendido e introdujo modificaciones en el mercado del gas que buscaron dinamizar la expansión y la calidad del servicio, principalmente mediante modificaciones normativas que buscaron dotarlo de mayor competencia (*unbundling* de gas) y la introducción de cargos tarifarios que financiaran obras mientras las tarifas continuaran sin actualizaciones. Estas intervenciones se dieron en el marco de un proceso de renegociación de contratos de licencias con marchas y contramarchas pero que permaneció inconcluso, y de una política energética que mostró tensiones en el frente fiscal y externo, con un creciente gasto

⁵⁹A comienzos de 2019 se promulgó la Resolución ENARGAS N° 72/19, en la que se aprobó la metodología de traslado a tarifas del precio de gas (*pass through*) y el procedimiento general para el cálculo de las DDA, que recuperan posteriormente la diferencia entre el gas comprado y facturado por las distribuidoras para un período determinado de consumo. Se estableció que en relación con el Decreto N° 1411/94, que indica que el ENARGAS deberá certificar la operación de compra de gas por las distribuidoras en virtud de obtener las mejores condiciones y precios, se validaba la operación si provenía de contratos realizados en el MEGSA (subastas) y cumplía con lo establecido en el artículo 8 del Decreto N° 1053/18. Aquí, además de establecer el pago por parte del Estado de las DDA del 2018, que se habían incrementado sensiblemente producto de la devaluación de abril, se determinó que no se podrá trasladar a tarifas finales en ningún caso el mayor costo del precio del gas producto de variaciones del tipo de cambio. La sanción de esta normativa constituyó un punto importante, en la medida que consolidaba el rol fiscalizador que se pretendía para el ENARGAS como autoridad regulatoria respecto del traslado del precio del gas a tarifas, ya que no tendría mayores intervenciones en este procedimiento, más que certificar que las operaciones se dieran en el marco del MEGSA.

⁶⁰ Las dos empresas más grandes (YPF y TOTAL) controlaban el 57% del mercado en 2018, mientras que las que impulsaron mayormente el crecimiento de la producción posteriormente a 2016 fueron Tecpetrol, que pasó de tener una participación del 3,4% en el total en 2017 a 8,5% en 2018, y Pampa Energía (Griffa, 2018).

público en subsidios económicos y gasto de divisas en importaciones, para compensar la declinación de la producción local.

A partir del 2012 esta situación comenzó a revertirse parcialmente con la nacionalización de YPF, la implementación del Plan Gas y las políticas de incentivos a la producción, así como las introducción de nuevos cargos tarifarios (FOCEGAS) y las posteriores actualizaciones de precios y tarifas, que plasmaron una nueva intervención económica estatal y permitieron llegar a 2015 comenzando un camino hacia un mayor equilibrio fiscal y externo, en el marco de condiciones macroeconómicas que no descuidaran el impacto en el poder adquisitivo de los distintos tipos de usuarios y en otras variables como el empleo o el nivel de actividad.

Ya con Mauricio Macri en la presidencia, las actualizaciones de precios y tarifas, con la concomitante reducción de subsidios y el reacomodamiento de precios relativos, adquirieron un rol central y tomaron mayor velocidad. Asimismo, finalmente se alcanzó un acuerdo de renegociación de los contratos de licencias de transporte y distribución a través de la RTI y una redefinición del rol del ENARGAS que instauró un breve período en el que se desplegó una nueva institucionalidad en el mercado.

Por el lado de la producción, la culminación del Plan Gas y la implementación del Plan Gas III, mediante la Resolución N° 46/17, continuó con incentivos a la producción, pero destinados mayormente al segmento no convencional. Es por ello que, en el marco de los aumentos tarifarios, las empresas productoras se vieron particularmente beneficiadas, junto con las cuentas fiscales, que disminuyeron visiblemente el gasto público en subsidios económicos.

De este modo, la nueva intervención económica estatal en materia energética había acelerado el camino hacia un mayor equilibrio externo y fiscal, poniendo en el centro el sendero de incrementos de precios y tarifas y una nueva institucionalidad regulatoria hasta finalizar el período gubernamental. Sin embargo, con la crisis cambiaria y financiera de 2018 y la situación que marcaba el año electoral en 2019, la evolución prevista para el sector se vio interrumpida, en gran medida por los impactos sectoriales del programa macroeconómico, especialmente en la condición socioeconómica de los usuarios del servicio. La cadena del gas mostraba así sus límites desde abajo hacia arriba, a partir de la afectación de la capacidad de pago de los usuarios, con los incrementos que preveía el nuevo perfil de la política energética para el sector.

Capítulo 3. La acción empresaria de Metrogas: de la convertibilidad al gobierno de Cambiemos

En el capítulo anterior describimos las características que tuvieron los principales lineamientos de la intervención económica estatal en el sector energético y en el mercado del gas argentino, primero bajo el dominio estatal y luego con la entrada de actores privados en los tres segmentos la cadena gasífera. Así, hemos repasado la evolución que ha tenido el sector en las últimas décadas, y en particular luego de la privatización, cuando se sentaron las bases económicas y normativas para el funcionamiento del mercado del gas hasta la actualidad.

Habiendo realizado el recorrido por las coordenadas que marcaron la intervención económica estatal en este mercado, nos encontramos en mejores condiciones para dirigir el análisis hacia el rol que ha tenido el sector privado en su evolución y reconstruir los rasgos de esta relación. Para ello, abordaremos el estudio de la trayectoria de la principal empresa distribuidora del país, Metrogas, en el marco de la trayectoria general del segmento distribuidor, desde su surgimiento hasta 2019.

En un primer lugar, daremos cuenta de las características de la acción empresaria de Metrogas durante los años noventa, para luego ahondar con más detenimiento en su evolución desde el fin de la convertibilidad en adelante. De esta forma, al comprender a la empresa en sus decisiones podremos tener un mejor acercamiento a la lógica que adquirió la agencia privada-estatal del sector durante este período.

Incluiremos entonces una consideración sobre lo ocurrido en el mercado gasífero durante los años de la convertibilidad, para después detenernos en el período posterior, de los tres gobiernos kirchneristas y el de Mauricio Macri, a fin de complementar los abordajes que ya existen sobre distintos aspectos del mercado del gas para el período de la convertibilidad (Azpiazu y Schorr, 2001; Pistonesi, 2001; Kozulj, 2000, 2005) y para el período posterior hasta 2019 (Navajas, 2015; Arceo, 2018; Serrani, 2019, 2019, 2020; Einstoss, 2020).

Nos tocará prestar especial atención a los rasgos que asumió la acción empresaria de Metrogas, entendida como una acción económica que no estuvo en absoluto desligada de la intervención estatal, sino que, por el contrario, se construyó en el espacio mismo de esa relación, en un condicionamiento recíproco entre ambas variables, que intentaremos reconstruir en la particularidad del caso de estudio.

De este modo, en este capítulo pretenderemos explicitar los lineamientos que guiaron las decisiones microeconómicas de la compañía. Mediante este ejercicio intentaremos ir reconstruyendo la mirada empresarial ante los diferentes acontecimientos de orden político y económico, a fin de comprender su accionar y poder evaluar con mayores elementos cuál fue la evolución de su relación con el Estado, cuál fue su desempeño económico-financiero y cómo se vincularon estos factores con la evolución del propio mercado gasífero durante este período.

Los años noventa: inicio de operaciones, convertibilidad y crisis

Tal como hemos observado en el capítulo anterior, las reformas económicas iniciadas en los años noventa transformaron la estructura social y económica de la Argentina. En este nuevo esquema, la iniciativa privada que lideraría el nuevo proceso económico estaba protagonizada

por grandes grupos económicos locales y extranjeros que comenzaron a ganar posiciones en distintas áreas de la economía nacional (Gaggero, 2012; Gerchunoff, Greco y Bondorevsky, 2003; Basualdo, 2003; Azpiazu y Basualdo, 2004).

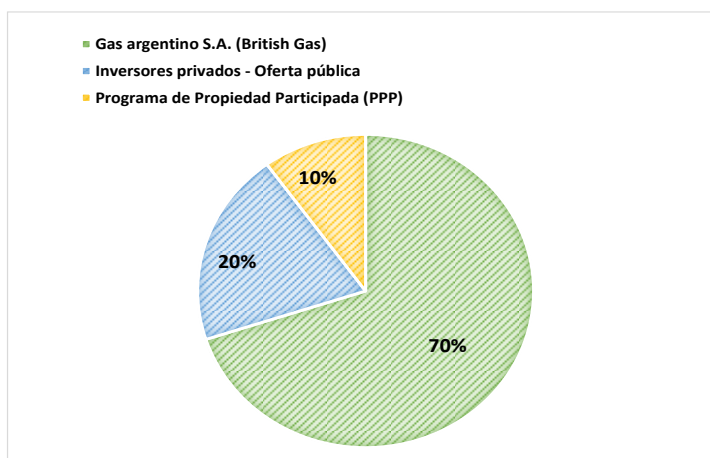
Los servicios públicos fueron especialmente afectados por la nueva intervención económica estatal. El Estado fue dejando el control directo de estas áreas a los actores privados que tomaron el protagonismo en la gestión de las distintas empresas, y en el área energética, tanto la electricidad como el gas natural cambiaron su marco normativo estableciendo condiciones de competencia que incentivarán nuevas inversiones (Azpiazu y Schorr, 2001).

Como también se ha detallado en el capítulo 2, en el ámbito gubernamental, se crearía el ENARGAS, que desempeñaría a partir de allí la función de Autoridad Regulatoria con jurisdicción nacional sobre los segmentos de transporte y distribución, a diferencia de lo ocurrido en el mercado eléctrico. Con el otorgamiento de las licencias a distintas compañías a lo largo y a lo ancho del país para la prestación del servicio de distribución y transporte, se estructuraría el nuevo mapa de los segmentos regulados del mercado del gas: dos transportistas y ocho distribuidoras, a la que se le sumaría una novena (Gasnea) en 1997. Esta estructura, que surgió con el espíritu de forjar un mercado competitivo y alejado de la integración vertical de Gas del Estado, continuaría hasta la actualidad.

Metrogas surge entonces como una de las empresas licenciatarias de distribución. En un primer momento bajo el nombre de Distribuidora de Gas Metropolitana S.A., mediante el Decreto N° 2.459/92 se le otorgó la licencia por un plazo de 35 años para la operación en la zona de la entonces Capital Federal junto con algunos partidos del sur del conurbano bonaerense.

La composición accionaria de la sociedad estaba integrada en un 70% (51% de acciones clase A y 19% de acciones clase B) por la sociedad inversora Gas Argentino S.A., un consorcio con participación mayoritaria de British Gas. Otro 20% de acciones clase B, originalmente propiedad del Gobierno Nacional fueron ofertadas públicamente y pasaron a manos de inversores privados, y el 10% restante formaba parte del llamado “Programa de Propiedad Participada” (PPP), un instrumento creado por la Ley N° 23.696/89 de Reforma del Estado, que permitía a los trabajadores de una empresa sujeta a privatización participar de la propiedad en conjunto con otros inversores privados. En este caso, consistía en un fondo fiduciario en beneficio de los empleados de Gas del Estado transferidos a Metrogas que eligieran participar del PPP.

Gráfico 1. Composición accionaria de Metrogas al inicio de sus operaciones. Año 1993



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas.

Ya en el año 1993, el nombre de la compañía sería modificado por el de “Metrogas”, manteniéndose así los años subsiguientes. En la actualidad, el área de operación de la empresa comprende la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) junto con 11 partidos de la provincia de Buenos Aires: Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Esteban Echeverría, Ezeiza, Florencio Varela, Lanús, Lomas de Zamora, Presidente Perón, Quilmes y San Vicente.

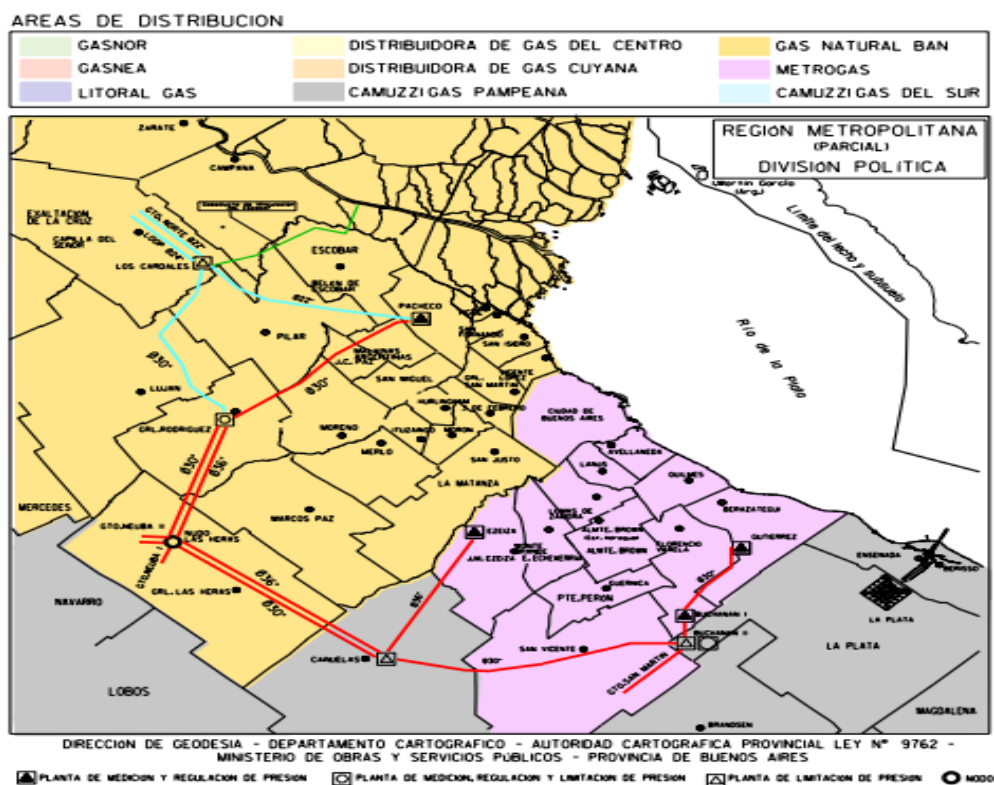
Metrogas es una de las dos principales distribuidoras del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), junto con Naturgy Ban, que brinda servicio en la zona noroeste del AMBA, más allá de la CABA.

Si bien no es la distribuidora que cubre más superficie en esta zona, sí es la empresa que brinda servicio a la mayor cantidad de usuarios, alrededor de 2,4 millones en 2019. Es por ello que, teniendo en cuenta que la totalidad de usuarios de gas por redes del país ascendía a alrededor de 9 millones, la compañía abastecía para este año a más de $\frac{1}{4}$ del total de usuarios argentinos. En cuanto al gas entregado, en el 2019 la empresa llegó a distribuir casi 19 MMm³/día, un 23% del total del gas entregado a nivel nacional (más de 82 MMm³/día).

Por otra parte, como parte de las nueve distribuidoras que operan en todo el territorio nacional, Metrogas recibía en 2019 los mayores volúmenes de gas, provenientes casi exclusivamente de las cuencas Neuquina (más de un 60%) y Austral (más de un 30%)⁶¹, y concentra la mayor cartera de clientes del sector (27%), siendo la empresa más importante del segmento.

⁶¹ Datos de ENARGAS

Mapa 1. Área de licencia de las distribuidoras de la Región Metropolitana de Buenos Aires: Gas Natural Ban (naranja), Camuzzi Gas Pampeana (gris) y Metrogas (lila) al inicio de operaciones. Año 1993



Fuente: ENARGAS

Asimismo, el área de licencia de Metrogas se caracteriza por tener una importante actividad económica, así como una alta densidad poblacional dentro del AMBA. Según las estimaciones del Producto Bruto Interno (PBI) por jurisdicción realizada por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), sólo la CABA representaba a 2019 aproximadamente un quinto del Producto a nivel nacional. Por su parte, junto con los 11 partidos de la provincia de Buenos Aires, esta zona concentra, de acuerdo al INDEC casi 7,5 millones de habitantes⁶². De allí que además de abastecer a una importante cantidad de usuarios, entre los que se encuentran residenciales, comerciales e industriales, pero también usinas de generación eléctrica (dentro de las que destacan Central Puerto, y Central Enel Costanera)⁶³.

⁶² Datos del INDEC.

⁶³ Actualmente, Metrogas cuenta con un directorio designado en Asamblea General Ordinaria, que lidera la empresa que tiene como accionista mayoritario y sociedad controlante a Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. (YPF S.A.), con 51% de acciones clase A y 19% de acciones clase B (70% total del paquete accionario), mientras que el resto está distribuido entre entidades inversoras públicas y privadas. Asimismo, al finalizar 2019, Metrogas poseía el 95% de MetroEnergía, mientras que el otro 5% era propiedad de YPF.

Cuadro 1 y 2. Evolución de la cantidad de usuarios por licenciataria de distribución en valores absolutos y en valores porcentuales en relación al total de usuarios. Años seleccionados 1993-2019

Valores absolutos

Distribuidora	1993	2000	2008	2015	2019
Naturgy Ban	943.753	1.225.403	1.391.554	1.591.517	1.668.370
Distribuidora de Gas del Centro	298.397	406.955	563.521	702.294	744.004
Distribuidora de Gas Cuyana	250.451	344.552	465.522	568.789	601.867
Gasnea		8.984	55.831	97.561	110.871
Litoral Gas	302.161	414.507	570.186	700.071	731.626
Metrogas	1.760.012	1.905.627	2.144.603	2.356.044	2.400.988
Gasnor	202.629	311.179	388.825	508.401	559.062
Camuzzi Gas Pampeana	676.118	888.723	1.135.123	1.326.724	1.368.688
Camuzzi Gas del Sur	306.362	404.455	530.447	648.724	711.248
Total	4.739.883	5.910.385	7.245.612	8.500.125	8.896.724

Valores porcentuales

Distribuidora	1993	2000	2008	2015	2019
Naturgy Ban	20%	21%	19%	19%	19%
Distribuidora de Gas del Centro	6%	7%	8%	8%	8%
Distribuidora de Gas Cuyana	5%	6%	6%	7%	7%
Gasnea	0%	0%	1%	1%	1%
Litoral Gas	6%	7%	8%	8%	8%
Metrogas	37%	32%	30%	28%	27%
Gasnor	4%	5%	5%	6%	6%
Camuzzi Gas Pampeana	14%	15%	16%	16%	15%
Camuzzi Gas del Sur	6%	7%	7%	8%	8%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS. Cantidad de usuarios a diciembre de cada año.

Cuadro 3 y 4. Evolución del gas entregado por licenciataria de distribución en MMm3/día y en valores porcentuales en relación al total de gas entregado por las licenciatarias. Años seleccionados 1993-2019

Valores absolutos en MMm3/día

Distribuidora	1993	2000	2008	2015	2019
Naturgy Ban	7,2	9,2	10,9	10,5	9,2
Distribuidora de Gas del Centro	3,8	4,9	6,3	7,1	6,0
Distribuidora de Gas Cuyana	2,9	4,9	6,5	7,1	6,6
Gasnea	0,0	0,1	0,6	0,8	0,7
Litoral Gas	6,4	8,8	10,0	10,7	9,5
Metrogas	16,7	18,1	20,8	17,4	19,0
Gasnor	3,4	4,3	4,8	5,6	4,2
Camuzzi Gas Pampeana	8,4	9,8	14,5	13,5	16,0
Camuzzi Gas del Sur	6,9	9,7	11,8	13,2	12,9
Total	55,7	69,7	86,2	85,7	84,0

Valores porcentuales

Distribuidora	1993	2000	2008	2015	2019
Naturgy Ban	13%	13%	13%	12%	11%
Distribuidora de Gas del Centro	7%	7%	7%	8%	7%
Distribuidora de Gas Cuyana	5%	7%	8%	8%	8%
Gasnea	0%	0%	1%	1%	1%
Litoral Gas	12%	13%	12%	12%	11%
Metrogas	30%	26%	24%	20%	23%
Gasnor	6%	6%	6%	7%	5%
Camuzzi Gas Pampeana	15%	14%	17%	16%	19%
Camuzzi Gas del Sur	12%	14%	14%	15%	15%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS. Incluye gas entregado a usuarios de servicio completo y a usuarios *unbundling*. No incluye gas entregado para consumos con *bypass* físicos, para RTP-Cerri y para consumo en boca de pozo.

Cuadro 5 y 6. Evolución de la extensión de cañerías de la red de distribución por licenciataria en kilómetros. Años seleccionados 1993-2019

Valores absolutos en kilómetros

Distribuidora	1993	2000	2008	2015	2019
Camuzzi Gas del Sur	8.590	11.189	13.950	17.007	17.846
Camuzzi Gas Pampeana	13.991	19.340	24.584	26.634	28.340
Distribuidora de Gas Cuyana	6.207	8.462	11.041	13.577	15.006
Distribuidora de Gas del Centro	7.539	11.768	14.230	16.166	18.861
Gasnea	0	1.936	2.870	3.997	4.526
Gasnor	4.818	6.658	8.406	11.036	11.918
Litoral Gas	5.547	8.706	11.381	12.190	12.994
Metrogas	11.828	15.022	16.213	16.885	17.282
Naturgy Ban	15.668	19.885	22.748	25.458	26.718
Total	74.188	102.966	125.422	142.949	153.490

Valores porcentuales

Distribuidora	1993	2000	2008	2015	2019
Camuzzi Gas del Sur	12%	11%	11%	12%	12%
Camuzzi Gas Pampeana	19%	19%	20%	19%	18%
Distribuidora de Gas Cuyana	8%	8%	9%	9%	10%
Distribuidora de Gas del Centro	10%	11%	11%	11%	12%
Gasnea	0%	2%	2%	3%	3%
Gasnor	6%	6%	7%	8%	8%
Litoral Gas	7%	8%	9%	9%	8%
Metrogas	16%	15%	13%	12%	11%
Naturgy Ban	21%	19%	18%	18%	17%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS.

Con este breve repaso del rol de Metrogas en el segmento distribuidor del mercado gasífero, procederemos a observar la evolución de su acción empresaria, que como veremos se construyó en simultáneo a la evolución de la intervención económica estatal en el sector.

Hacia finales de los años noventa, Metrogas había atravesado un período económico de casi una década con condiciones de operación privilegiadas, originadas fundamentalmente en la fijación de tarifas dolarizadas, con actualizaciones de acuerdo al PPI. Al mismo tiempo, y en línea con lo ocurrido a partir de las privatizaciones en el sector energético y en el mercado gasífero en particular, durante los años iniciales el nivel de inversiones fue superior al de fines de los años ochenta (Azpiazu y Schorr, 2001; Gerchunoff, Greco y Bondorevsky, 2003), revirtiendo el estado de desinversión y la falta de mantenimiento que encontraban estos servicios al momento de la privatización.

Así, en 2001, luego de nueve años de operación, Metrogas había realizado inversiones dirigidas no sólo al cumplimiento de las Inversiones Obligatorias y las Inversiones del Factor K (que consideraba el cargo destinado a ese fin en la Revisión Tarifaria Integral), sino a otro tipo de mejoras del sistema de distribución, como el reemplazo de cañerías principales y de servicios⁶⁴. Sin embargo, a esa altura los límites de la convertibilidad ya aparecían más claramente y las condiciones de operación que habían tenido vigencia para la empresa desde sus inicios comenzarían a experimentar modificaciones, por lo tanto, las inversiones también comenzarían a verse afectadas. Fundamentalmente, las consecuencias negativas del régimen económico en términos distributivos (CENDA, 2010; Beccaria y Maurizio, 2017), combinadas con las dificultades de financiamiento externo y una sostenida recesión, en un contexto macroeconómico marcado por un alto endeudamiento y fuga de capitales (Basualdo, 2003), le dieron fuerza a los planteos que venían realizándose desde distintos sectores sociales y económicos relacionados con el cuestionamiento de la actualización de tarifas de servicios públicos.

Esta discusión⁶⁵ escaló hasta tramitarse en sede judicial, tal como se verificó con la medida cautelar interpuesta el año 2000 por el Defensor del Pueblo de la Nación con el objetivo de declarar inconstitucional la indexación por el PPI. Esta medida fue apelada por el ENARGAS y el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) y derivada a la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo. Luego de idas y vueltas en trámite judicial, en 2001 la Cámara Contencioso Administrativo Federal confirmó la medida cautelar que Metrogas, junto al ENARGAS, el PEN y varias licenciatarias habían apelado, por lo que estos actores recurrieron ante la CSJN.

Finalmente, en el marco de esta polémica, mediante el Decreto N° 669/00⁶⁶, que retomaba un Acta-Acuerdo previamente suscripta entre el Estado Nacional y las Licenciatarias, se estableció el diferimiento del ajuste de tarifas correspondiente al primer semestre de 2000 hasta el 1 de julio de ese mismo año⁶⁷, y el ajuste correspondiente a julio, hasta el 30 de junio de 2002. Por lo tanto, por primera vez desde la privatización y la entrada en vigencia del nuevo Marco Regulatorio del gas natural se determinó que los ingresos devengados de las

⁶⁴ A modo de ejemplo, durante los últimos tres años de la convertibilidad, y aún en un escenario recesivo, Metrogas había realizado inversiones por un promedio anual de 50 millones de dólares.

⁶⁵ El reclamo por el aumento de las tarifas de servicios públicos, y de gas en particular, en base a índices de precios extranjeros venía siendo cuestionado durante toda la década, en atención al privilegio que representaba frente al resto de las actividades económicas durante la convertibilidad, que no estaban habilitadas a actualizar sus precios con referencias extranjeras, ya que esta indexación estaba prohibida para el mercado doméstico por la Ley de Convertibilidad (Ley N° 23.928/91). De este modo, diversas asociaciones de usuarios y organismos públicos como el Defensor del Pueblo de la Nación o la Defensoría del consumidor llevaron adelante distintos tipos de cuestionamientos en este sentido, llegando a realizar presentaciones por medio de vía judicial (ver <https://www.lanacion.com.ar/economia/modificarian-tarifas-de-luz-y-gas-nid67067/>). A medida que fue avanzando el tiempo y hacia fines de la década en el año 2000, esta demanda también alcanzó representación político-institucional, a través de iniciativas legislativas como la formalización de propuestas para frenar los aumentos estipulados por la normativa e incluso eliminar la indexación como mecanismo de actualización de precios (ver <https://www.lanacion.com.ar/politica/proponen-frenar-las-alzas-de-tarifas-nid18420/>).

⁶⁶ El Decreto N° 669/00 estableció el diferimiento del ajuste mencionado en los puntos 9.4.1.1 y 9.4.1.4 de las Reglas Básicas de la Licencia de Transporte y Distribución de Gas Natural, con el fin explícito de mitigar el impacto económico de la actualización de tarifas basada en índices internacionales en la población local en general y en particular en el sector industrial doméstico.

⁶⁷ De esta forma, el ENARGAS, a través de la Resolución N° 1477/00, determinó las tarifas de Metrogas a partir del 1° de enero de 2000 sin incluir el ajuste por PPI.

distribuidoras quedaban suspendidos momentáneamente y serían recuperados por medio de la actualización de tarifas luego de transcurridos casi dos años: desde el 1 de julio de 2002 hasta el 30 de junio 2004. A fines de poder complimentar con esta medida, el PEN implementó un “Fondo de Estabilización del PPI”. Así, a pesar de que el Artículo 41 de la Ley N° 24.076 y las RBLT y RBLD fijadas a través del Decreto N° 2.255/92 disponían el ajuste semestral de tarifas, la imposibilidad de realizarlo marcaba la magnitud que comenzaba a adquirir la crisis económica que atravesaba el país.

Durante el año 2001, la crisis se agudizó: el frente externo exhibía una fragilidad manifiesta por los compromisos de deuda, mientras que los recortes presupuestarios tampoco surtían efecto en el frente fiscal, también afectado por los compromisos financieros que intentaban mantener el esquema cambiario de la convertibilidad⁶⁸, mientras la actividad económica se resentía y completaba el círculo vicioso. Como hecho destacable en ese momento, el Gobierno Nacional instrumentó la Ley N° 25.453/01, de “déficit cero”, que establecía la imposibilidad de que el gasto público superara a la recaudación. En caso de que esto sucediera, todos los gastos debían reducirse de manera proporcional, incluyendo partidas tales como jubilaciones o salarios, para lograr un resultado fiscal equilibrado cada mes⁶⁹. A comienzos de diciembre la crisis política y económica continuó agravándose, de forma que para evitar el colapso del sistema financiero se establecieron restricciones a la libre disponibilidad de los depósitos bancarios y a las transferencias al exterior, entre otras⁷⁰, lo que terminó de horadar el capital político del presidente Fernando De la Rúa, provocando su renuncia⁷¹.

La nueva administración sancionó la Ley N° 25.561/02 (Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario) que derogaba la Ley N° 23.928 (Ley de Convertibilidad) e implicaba una devaluación del tipo de cambio (que pasó a 1,40 por dólar inicialmente). Junto a esta ley, se dispuso una serie de medidas que configuraron la salida del régimen de la convertibilidad: fundamentalmente, el Decreto N° 214/02 (Reordenamiento del sistema financiero y pesificación asimétrica)⁷² y el Decreto N° 260/02 (Reforma del régimen cambiario, pasando a

⁶⁸ Motivado por esta situación, en el año 2001 se realizó una reestructuración de deuda soberana, conocida como el Megacanje, que a través del Decreto N° 648/01 afectó los vencimientos de una serie de títulos en pesos y en dólares en un hecho que llegó a judicializarse por las acusaciones de incremento del monto total de deuda, tanto en capital como en intereses, que implicó. Esta operación estuvo ligada directamente con el “Blindaje” financiero negociado previamente con el FMI. Sin embargo, la recaudación y la actividad económica no solo no mejoraron sino que continuaron deteriorándose (ver <https://www.ambito.com/politica/fernando-la-rua/blindaje-megacanje-y-corrallito-las-medidas-que-marcaron-el-final-de-la-rua-n5041675>).

⁶⁹ De esta forma, efectivamente tuvieron que implementarse recortes a jubilaciones y salarios del sector público (ver https://www.clarin.com/politica/fijaron-decreto-poda-sueldos-jubilaciones_0_rylj5wgCKx.html).

⁷⁰ Esta medida fue denominada “Corralito”, y se instrumentó mediante el Decreto N° 1.570/01.

⁷¹ Luego de la renuncia, el Congreso de la Nación eligió a Adolfo Rodríguez Saá como presidente, quien declaró formalmente el default de la deuda soberana e intentó, sin éxito, mantener la Convertibilidad. Finalmente, y luego de la renuncia de Rodríguez Saá, el Congreso eligió al Eduardo Duhalde como nuevo presidente en enero de 2002, para completar el mandato inconcluso hasta diciembre de 2003.

⁷² A partir de este Decreto se implementó la denominada “pesificación asimétrica”, que establecía que todos los saldos deudores en dólares del sistema financiero serían convertidos a 1 peso, mientras que los depósitos serían convertidos a 1,40 pesos. A los depositantes se les ofrecería la posibilidad de suscribir a un canje por bonos del Gobierno Nacional y se les sumaría el reconocimiento de la inflación del período en que no pudieran haber retirado su dinero mediante el Coeficiente de Estabilización de Referencia (CER) y una tasa de interés. Esta actualización también se llevaría a cabo para los saldos deudores mediante CER y tasa de interés. Las restricciones al retiro de depósitos regían desde la sanción del Decreto N° 1570/01 en diciembre de 2001, popularmente

un tipo de cambio flotante y a la institución de un Mercado Único y Libre de Cambios). Cabe aclarar que, durante el 2002, luego de la depreciación inicial de la moneda, el peso siguió ese sendero los primeros meses, llegando a estabilizarse a mediados de año en valores apenas superiores a 3,5 pesos por dólar, de acuerdo al tipo de cambio oficial del Banco Central de la República Argentina (BCRA) (Rubini, 2012).

Adicionalmente, se sancionaron otras medidas orientadas a pesificar una economía condicionada por la devaluación efectuada. En ese sentido, la ley de Emergencia Pública dejó sin efecto las cláusulas de ajuste en dólares las actualizaciones de precios basadas en índices extranjeros, fijando para las tarifas de servicios públicos una relación equivalente de un peso a un dólar estadounidense. Para evitar el traslado de la devaluación a precios el Estado intervino en distintas áreas de la economía y en materia de servicios públicos comenzó una renegociación con las empresas privatizadas, de manera de obtener nuevas condiciones de licencia y tarifarias que permitieran recomodar el escenario al nuevo régimen económico (CENDA, 2010; Urbiztondo, 2016; Serrani, 2018; Einstoss, 2020).

De esta manera, el diferimiento tarifario que había comenzado como un instrumento temporario en el año 2000 se veía obligado a continuar con el empeoramiento de las condiciones distributivas que le dieron origen, en tanto las variables socioeconómicas de aquel momento marcaban niveles récord en términos históricos⁷³, en lo que serían los comienzos prácticos del congelamiento tarifario que se implementaría durante un largo período en la posconvertibilidad.

En el mercado gasífero, los principales puntos en que la ley de Emergencia afectó al Marco Regulatorio tuvieron que ver con la pesificación de tarifas, que se encontraban dolarizadas, así como con la prohibición de la actualización por el índice de precios extranjero. Asimismo, la ley de Emergencia dispuso el comienzo del proceso de Renegociación de los contratos de licencias con empresas de servicios públicos a través del Decreto N° 293/02, que encomendó al Ministerio de Economía esta tarea. Para ello se creó una Comisión de Renegociación de Contratos de Obras y Servicios Públicos (CRCOSP)⁷⁴.

Cabe señalar que el contexto regulatorio de aquel momento estaba marcado por la primera Revisión Quinquenal, realizada en 1997, que estableció la estructura tarifaria que tendría vigor desde enero de 1998 y hasta el 31 de diciembre de 2002, en función de la determinación de los cuadros tarifarios, contemplando los factores de eficiencia (Factor X) y de inversión (Factor K). A pesar de que, durante el año 2000, el ENARGAS y Metrogas tuvieron diferentes intercambios para fijar la metodología de la siguiente Revisión Quinquenal de Tarifas (RQT II), que establecería las coordenadas regulatorias para las tarifas de 2003-2007, el ENARGAS

conocido como “corralito”, que precipitó la crisis política del gobierno de Fernando De la Rúa y desnudó la imposibilidad de continuar con el Régimen de la Convertibilidad.

⁷³ Por caso, el desempleo, que ya tempranamente en la convertibilidad había alcanzado los dos dígitos, superó los 20 puntos porcentuales en 2001 y llegó al 25% en 2002, y el salario real se deterioró un 30% entre 2001 y 2002 (Beccaria y Maurizio, 2017), mientras que la pobreza, de acuerdo al INDEC, había superado en 2002 cómodamente el 50% de la población.

⁷⁴ Esta comisión asesoraría y asistiría al Ministerio de Economía, quien debería elevar una propuesta de renegociación, o en su defecto la recomendación de rescisión de las licencias al Poder Ejecutivo Nacional dentro de los 120 días de la entrada en vigencia del decreto.

dio por suspendidos en 2002 los plazos preestablecidos hasta tanto finalizara el proceso de Renegociación previsto en la Ley de Emergencia.

En este marco, a pesar de la situación económica adversa que venía atravesando el país, que derivó en el diferimiento del ajuste por PPI en el año 2000, Metrogas cumplió con las inversiones obligatorias⁷⁵⁷⁶, distribuyó dividendos y registró en sus estados contables ganancias en sus resultados finales⁷⁷ hasta el año 2002, cuando debido al peso de las deudas financieras comenzó a registrar saldos negativos.

Sin embargo, hacia fines de 2002⁷⁸ la deuda financiera de la empresa representaba más del 60% de los activos, casi el 200% de sus ventas netas y el pasivo representaba casi dos veces los valores patrimoniales, lo que generó tensiones en la cadena de pagos y discusiones con productores y transportistas, por la compra de gas natural y por la capacidad de transporte contratada (de aproximadamente 20 MMm³/día, que representaban un 16% de máximo volumen de gas inyectado en el sistema de transporte durante ese año⁷⁹). Teniendo en cuenta esto, a principios de 2002, y en un escenario de pesificación, congelamiento de tarifas y sin poder acceder al crédito en los mercados financieros domésticos e internacionales, Metrogas anunció la suspensión de los pagos de capital e intereses a todos sus acreedores financieros⁸⁰.

Se terminaba así una etapa regulatoria y de la política energética en Argentina, caracterizada por una relación entre Estado y actores privados del mercado gasífero, y en particular del segmento distribuidor, que había surgido con muchos puntos de consenso en torno a la privatización y el régimen de la convertibilidad, pero que terminaba con no pocas controversias, como consecuencia del cambio de reglas de juego respecto de las condiciones fijadas en el Marco Regulatorio de la actividad, con la privatización.

La situación económico-financiera de la empresa se agravó repentinamente, debido a la imposibilidad de tomar créditos, a raíz del reacomodamiento del sistema financiero nacional, al tiempo que la actualización de ingresos por la vía tarifaria se mantenía suspendida desde la aplicación del diferimiento en el año 2000 y el congelamiento luego de la ley de Emergencia. Asimismo, si bien se había sancionado la Resolución N° 2.700/02 (traslado a factura del impuesto a Débitos y Créditos), aún se registraban conflictos pendientes de resolución con el Estado, entre los que se destacaban tres en particular: el traslado de otros tributos a tarifas

⁷⁵ El 28 de diciembre de 1999 el ENARGAS emitió la Nota N° 5.601 dando por cumplidas las Inversiones Obligatorias previstas fijadas en las RBLD para el período 1993-1997.

⁷⁶ En cada cuadro tarifario vigente a partir del 1° de julio de 1998 hasta el 1° de julio de 2001, el ENARGAS reconoció a Metrogas el cumplimiento de las obras relacionadas con expansión de redes del período 1998, 1999, 2000 y primer semestre de 2001, otorgándosele el Factor de Inversión K porcentual previsto oportunamente.

⁷⁷ Los resultados a los que nos referiremos de aquí en adelante corresponden a los resultados finales o utilidades netas de los ejercicios anuales. Si bien haremos mención a algunos conceptos de los estados contables en este capítulo, el detalle de los resultados económico-financieros de la empresa serán desarrollados en el capítulo siguiente.

⁷⁸ A pesar de que durante todo este año las tarifas no tuvieron actualizaciones, el ENARGAS, por medio de la Resolución N° 2.700/02, autorizó a partir del 1 de julio de 2002 el traslado a tarifas del impuesto a los créditos y débitos bancarios de las transportistas y distribuidoras.

⁷⁹ De acuerdo a datos de ENARGAS.

⁸⁰ Luego de la suspensión de pagos, la empresa lanzaría propuestas de reestructuración de deuda en 2003 y 2005 y terminaría de reestructurarla en 2006.

finales; las restricciones de la cuota de mercado de la empresa; y la aplicación del *pass through* (traslado del precio del gas a tarifas) acumulado.

En cuanto al primer punto, la discusión se relacionaba con la autorización por parte del ENARGAS de trasladar a tarifas toda la carga impositiva que fuera surgiendo o las variaciones que experimentarían los tributos existentes a lo largo del tiempo y que afectarían los costos de las compañías, de acuerdo al numeral 9.6.2 de las RBLD del Decreto N° 2255/92 y al artículo 41 de la Ley N° 24.796/92. En ese sentido, el ENARGAS en ocasiones realizó autorizaciones y en otras desestimó las solicitudes de la empresa⁸¹. Del mismo modo, en la medida en que la empresa realizó presentaciones judiciales para cuestionar exigencias de pago de distintos distritos municipales, la cuestión tributaria, tanto en la solicitud de traslado de impuestos como en la negativa a realizar pagos que consideraba sin validez, fue un tema controversial frecuente desde los años noventa en adelante⁸².

Con referencia al segundo punto, la sanción de la Resolución ENARGAS N° 1.748/00 modificó el Reglamento de servicio de distribución y amplió las condiciones para que usuarios Servicio General Pequeño (SGP) y Servicio General Grande (SGG) pudieran adquirir directamente el gas de terceros, sin pasar por la distribuidora, fijando la referencia de consumo en aquellos superiores a 5.000 m³/día. Esto generó que la empresa realizara presentaciones administrativas para reclamar sobre esta disposición.

Asimismo, tomando en cuenta las medidas instrumentadas para dotar de mayor competencia al mercado mayorista de gas, y que para el año 2000 algunas centrales eléctricas habían comenzado a utilizar como fuente de energía *fuel oil*, Metrogas realizó acuerdos de entrega de volúmenes mínimos de gas interrumpible en los meses invernales, con la condición de que si estos volúmenes mínimos no se alcanzaban, la empresa debía pagar el exceso del precio del *fuel oil* sobre el precio del gas de los volúmenes no entregados. De esta manera, la empresa intentaba desincentivar las operaciones de *bypass* que pudieran plantearse los grandes consumidores, motivados por el cambio de normativa y por la utilización de *fuel oil* como combustible alternativo.

⁸¹ Por ejemplo, en 1997 el ENARGAS autorizó mediante la Resolución N° 544 el traslado de la variación en la base imponible del impuesto sobre los Ingresos Brutos establecida por la Provincia de Buenos Aires desde 1993, que ascendía a más de 16 millones de pesos, estableciendo para el recupero de los importes facturados un plazo de 96 meses. Contrariamente, en 1998 Metrogas solicitó al ENARGAS el traslado de la variación de costos originada en el aumento del impuesto sobre los Ingresos Brutos en la entonces Capital Federal. Sin embargo, el ENARGAS notificó mediante la resolución N° 1.787 del año 2000 que desestimaba la solicitud, iniciándose un intercambio para reconsiderar esta resolución que seguiría hasta el proceso de renegociación de la licencia posterior a la crisis del 2001-2002.

⁸² En 1999, las autoridades de Neuquén notificaron a Metrogas una deuda por el impuesto a los sellos (de 17,2 millones de pesos), relacionados con los contratos transferidos por Gas del Estado y celebrados con anterioridad a la privatización. Metrogas realizó una presentación ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación (CSJN) entendiendo que no tenían validez los reclamos de la provincia. En 2004 la CSJN hizo lugar a la medida cautelar solicitada por Metrogas prohibiendo a la Provincia de Neuquén continuar con la pretensión del cobro del impuesto. En 1998, el Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires creó la tasa de ocupación de espacios públicos, aplicable a cañerías de gas, y en el año 2000, se incorporó la tasa por estudio, revisión e inspección del trabajo en espacios públicos, también aplicables a las cañerías de gas. En estos casos también se cuestionó la validez de las impositivas mediante presentaciones al ENARGAS y al Gobierno de la Ciudad.

Sobre el tercer punto, y en sintonía con lo mencionado para el punto referido a la carga tributaria de las compañías distribuidoras, de acuerdo con el Marco Regulatorio que rige el servicio de distribución de gas, las tarifas de la distribuidora también se deben ajustar conforme a las variaciones de costos de adquisición del gas. De este modo, la ecuación económica de la empresa no se modificaría, en consonancia con el numeral 9.4.2 de las RBLD y el artículo 38 de la Ley N° 24.076. Como el mismo artículo faculta al ENARGAS a poder limitar el traslado a tarifas, el Ente Regulador procedió a hacer uso de esta facultad y limitó el traslado del costo del gas contratado con los productores. Como consecuencia, Metrogas sufrió pérdidas en distintas operaciones de compra de gas desde 1995 al 2000, por lo que en este caso también realizó presentaciones administrativas e inclusive judiciales ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal.

Con todo, Metrogas finalizaba esta etapa habiendo gozado de varios años consecutivos de condiciones privilegiadas de operación en relación al resto de las actividades económicas, que se construyeron sobre la base de cómo fue su entrada a la gestión del servicio luego del pasaje a la privatización en 1992 (por los activos heredados de Gas del Estado y la modalidad de venta de las empresas públicas); pero principalmente como consecuencia del esquema de actualización de tarifas dolarizadas por PPI.

No obstante lo anterior, cuando a comienzos de la década del 2002 la convertibilidad mostró serias complicaciones económicas, sociales y políticas para su continuidad, estas condiciones privilegiadas comenzaron a resquebrajarse. Como consecuencia de estos hechos, los conflictos con el Estado aparecieron de forma más visible, en tanto el cambio de escenario impactaba directamente en los ingresos y la ecuación económico-financiera de la empresa, que hasta entonces contaba con algunos datos destacables: ganancias netas hasta 2002, giro regular de dividendos y el cumplimiento de las inversiones comprometidas. Esta situación no se mostró sostenible en el tiempo y las condiciones de operación comenzaron a alterarse.

Posconvertibilidad kirchnerista: renegociación, pesificación, congelamiento tarifario y la provisoriedad extendida

Primera etapa: ¿un nuevo mercado gasífero? (2003-2006)

Hacia fines del año 2002 la turbulencia económica producida a raíz de la crisis de la convertibilidad parecía ir quedando atrás. La actividad a partir del segundo trimestre de ese año dejó de caer con respecto a los períodos anteriores, y ya en el primer trimestre del año 2003 registraba crecimiento interanual superior al 5%⁸³. Comenzaba así el camino de la recuperación económica, que como hemos mencionado incluyó un gran deterioro distributivo, caída de la actividad, parálisis del sistema financiero y una gran devaluación, lo que permitió relanzar las condiciones macroeconómicas hacia un nuevo período de crecimiento.

Al finalizar el año la variación del tipo de cambio llegaba a ser de casi 250% con relación a la paridad cambiaria de 1 peso vs. 1 dólar, vigente en 2001⁸⁴, y luego se estabilizaría en torno a

⁸³ Datos del INDEC.

⁸⁴ Datos Banco Central de la República Argentina (BCRA).

los 3 pesos por dólar, de manera que el tipo de cambio real alto⁸⁵ resultante se convirtió en una de las principales variables que estructurarían la macroeconomía de la posconvertibilidad (CENDA, 2010; Schorr y Wainer, 2014).

El nuevo esquema económico del dólar alto, que otorgaba competitividad a la industria nacional al otorgar protección ante los movimientos de precios del mercado internacional, se construyó sobre un importante porcentaje de capacidad instalada ociosa que poseía la industria local a raíz de la larga recesión y la depresión de la demanda transcurridas durante los años previos. Así, el bajo nivel de los salarios reales, el alto desempleo, el congelamiento de las tarifas de servicios públicos y el reacomodamiento financiero, conformaron una plataforma de bajos costos empresariales que habilitó el repunte en la producción doméstica a medida que el alza de los ingresos y el empuje de la demanda fue recomponiendo el mercado interno (CENDA, 2010).

Con el aumento de salarios y la creación de empleo se retomaba la producción para el mercado interno y se avanzaba en una distribución progresiva del ingreso, en un nuevo esquema económico que se basaba en dos pilares fundamentales: el superávit fiscal, producto del aumento de la recaudación por la recuperación de la actividad y el nuevo rol que adquirieron algunos tributos (por ejemplo, los derechos de exportación); y el superávit externo, producto del saldo comercial positivo y la suspensión de pagos de deuda externa, que a su vez potenciaba los recursos fiscales, junto con los altos precios internacionales de los *commodities*, en especial de la soja (CENDA, 2010).

Al comienzo de este proceso, la conclusión del mandato de Eduardo Duhalde dio paso a las elecciones presidenciales de 2003, que permitieron el ascenso de Néstor Kirchner al gobierno nacional. Para ese entonces la economía ya mostraba signos de recuperación luego de la crisis. El impacto en el sector energético y gasífero en particular, a raíz de las modificaciones macroeconómicas mencionadas y de las consecuencias de la Ley de Emergencia Pública N° 25.561/02, implicó el inicio de un largo proceso que estuvo marcado por la renegociación de los contratos de obras y servicios públicos, la pesificación y el congelamiento tarifario, en un escenario de incertidumbre para el sector privado sobre las bases económicas y jurídicas que tendría la actividad de allí en adelante.

Hasta ese momento, mientras que Metrogas había registrado ganancias netas en todos los ejercicios anuales, en 2002 el resultado final comenzaría a generar pérdidas, que continuarían durante 2003 y 2004. El monto acumulado de inversiones efectuadas durante casi una década de actividad, que en los últimos años de la convertibilidad alcanzaron un promedio de 50 millones de dólares anuales, se interrumpió, y por tanto las inversiones previstas para la expansión y el refuerzo del sistema de distribución quedaron suspendidas. Desde entonces, y hasta no cubrir pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, la compañía también estaría inhabilitada para distribuir dividendos, por lo que su situación económica y financiera exhibía un visible deterioro, en el que resaltaba la carga en los pasivos de las deudas financieras.

⁸⁵ El Índice del Tipo de Cambio Real Multilateral (ITCRM) del INDEC, que compara la competitividad del peso con los principales socios comerciales del país, indicaba que durante 2002-2007, posteriormente a la devaluación, los valores en promedio más que duplicaban (160,2) los de los años finales de la convertibilidad, entre 1997-2001 (75,7). Luego, de 2008 y hasta 2015, el promedio del índice (en torno a 116) fue descendiendo progresivamente en un proceso de apreciación de la moneda, aunque se mantuvo por encima de los niveles marcados a fines de la convertibilidad en más de un 50% (116,9).

El proceso de Renegociación se tramitaría inicialmente a través de la UNIREN, creada mediante Decreto N° 311/03, con el fin de asesorar en el proceso de renegociación de 61 contratos de obras y servicios públicos y elaborar un nuevo marco regulatorio común a todos los servicios públicos⁸⁶. Luego de distintos intercambios y sucesivas prórrogas desde sus inicios, en 2005 UNIREN envió una Carta de Entendimiento a las distribuidoras de gas natural, que pretendía acordar las condiciones de la licencia del servicio y luego someter este acuerdo a audiencia pública. Sin embargo, este intento fue infructuoso y las negociaciones con todas las distribuidoras en vías de poder alcanzar un acuerdo continuaron, con la excepción del caso de Gas Natural Ban.

Esta distribuidora sería la primera empresa de la industria en firmar el Acta Acuerdo de Renegociación del contrato de Licencia en 2006, lo que implicó el desistimiento de las demandas arbitrales a raíz de las modificaciones en el contrato de licencia derivadas de la Ley de Emergencia⁸⁷. Junto con este Acuerdo se contemplaba un régimen tarifario de transición y un mecanismo de actualización tarifaria hasta la realización de la RTI, que devolviera vigencia al régimen instituido en el Marco Regulatorio, teniendo en cuenta los aspectos no derogados por la Ley N° 25.561/02 de Emergencia Pública. Sin embargo, la realización de la RTI fue demorada hasta 2017, del mismo modo que la aplicación del mecanismo de actualización mencionado, que tampoco fue aplicado con la periodicidad pautada.

En el caso de Metrogas, British Gas, el consorcio empresarial controlante de la empresa, desde un comienzo interpuso demandas judiciales ante un tribunal arbitral internacional, la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional o *United Nations Commission on International Trade Law* (UNCITRAL), con sede en Estados Unidos, a raíz del congelamiento tarifario luego de la ley de Emergencia⁸⁸.

Durante el proceso de renegociación, el Estado Nacional planteaba como condición para el avance en un nuevo régimen de tarifas y el alcance de Actas Acuerdo, el desistimiento de toda demanda judicial y extrajudicial con motivo del cambio de condiciones provocado por la Ley de Emergencia. Sin embargo, Metrogas, que en sus cuentas se veía particularmente afectada por el peso de sus deudas financieras, continuó con el reclamo, lo que le daba una oportunidad de poder registrar ingresos en balances que se habían visto alterados, sin una solución a la vista más allá de esta estrategia, teniendo en cuenta que el congelamiento tarifario en las tarifas de servicios públicos parecía ser una medida que se extendía en el tiempo.

Mientras se intentaba avanzar en la renegociación, y en el marco de la suspensión de las actualizaciones tarifarias, se llevaron a cabo distintos tipos de intervenciones económicas estatales para remodelar mercado del gas, que daban cuenta de que, contrariamente a una

⁸⁶ Esta unidad estaría presidida por el ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y el ministro de Economía y Producción.

⁸⁷ En este primer intercambio en torno a las Cartas de Entendimiento, Metrogas argumentó no poder analizar el documento por incompleto y unilateral. Ese mismo año se enviaron también dos proyectos de Acta Acuerdo que fueron respondidos con contrapropuestas, sin poder alcanzar un consenso, por lo que la discusión continuaba sin resolución. Como se ha dicho, la única distribuidora que avanzó en esta instancia fue Gas Natural Ban, con la firma del Acta Acuerdo para la Renegociación del contrato de licencia y una adenda aclaratoria.

⁸⁸ A diferencia de la mayoría de las compañías de servicios públicos, que tramitaron sus demandas judiciales en el CIADI, Metrogas lo hizo en la UNCITRAL.

mirada que reduce la política energética de la posconvertibilidad al congelamiento tarifario⁸⁹ y la renegociación de licencias, estas no fueron las únicas variables que afectaron al sector durante este período, sino dos variables que, aunque importantes para la definición de las condiciones de operación del sector privado, no impidieron el avance en otros frentes.

A comienzos de 2004, y mediante el Decreto N° 180/04, se estableció un régimen de inversiones para obras de infraestructura básica de gas en los sistemas de transporte y distribución. Estas inversiones destinadas a la expansión de los sistemas se financiarían a través de un fondo fiduciario solventado principalmente por el pago de cargos tarifarios a los usuarios no residenciales de los servicios regulados⁹⁰. A raíz de esto, las distribuidoras comenzaron a cobrar el cargo por cuenta de Nación Fideicomisos S.A en las facturas emitidas⁹¹. Asimismo, este decreto creó el Mercado Electrónico de Gas S.A. (MEGSA), con el objetivo de coordinar las transacciones vinculadas a mercados de compra de gas en condiciones *spot* y a los mercados secundarios de transporte y distribución de gas. Por otra parte, mediante el Decreto N° 181/04 el Poder Ejecutivo Nacional facultó a la Secretaría de Energía a realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio del gas en el PIST adquirido por las distribuidoras; a implementar mecanismos de protección para los usuarios que inicien la adquisición directa del gas; y a establecer umbrales de consumo a los usuarios residenciales, que se dividirían en tres categorías: R1, R2 y R3.

En continuidad de lo dispuesto por este último decreto, luego de la parálisis en la actualización de precios producida por la crisis, el precio del gas finalmente se ajustaría por medio del “Acuerdo de Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte”⁹², vigente hasta el 31 de diciembre de 2006, firmado entre la Secretaría de Energía y las empresas productoras⁹³, que renegociaron sus contratos luego de renunciar a litigar por la pesificación y la aplicación del CER luego de la crisis de 2001-2002.

Con la implementación del proceso denominado *unbundling* de gas natural, que hizo que los grandes consumidores de gas natural comenzaran a adquirir los volúmenes necesarios en el PIST directamente de productores y/o comercializadores, las distribuidoras quedaron limitadas

⁸⁹ El congelamiento tarifario, de hecho, tampoco fue una definición inalterada desde sus inicios y hasta el final, sino que estuvo atravesada por diversos intentos de modificarla, que sin embargo finalmente fueron resistidos. Algunas empresas distribuidoras incluso reclamaron utilizar el mecanismo de ajuste de tarifas extraordinario, contemplado en el Marco Regulatorio, e incluso se realizaron audiencias públicas con ese fin, pero debido a acciones judiciales de Defensorías del consumidor y Asociaciones de consumidores avaladas por el Poder Judicial, el PEN y el ENARGAS, tuvieron que volver atrás (Decreto N° 2437/02). Asimismo, con el correr del tiempo se observaron modificaciones tarifarias a través de distintos cargos que, si bien no instauraron nuevos regímenes tarifarios, fueron adicionándose a las facturas del servicio, que no permanecieron inalteradas en su composición durante todo este período.

⁹⁰ También se establecían otras formas de financiamiento, tales como créditos de organismos o instituciones nacionales e internacionales y aportes específicos.

⁹¹ En 2006 se promulgó la Resolución MPFIPyS N.º 2008 que preveía la creación de un nuevo cargo fideicomiso (cargo II) en el marco de la Ley N° 26.095 (Ley de obras de infraestructura energética), dejando como usuarios exceptuados de pago a los Residenciales, pequeños comercios e industrias y GNC.

⁹² Este acuerdo también estuvo marcado por reclamos por parte de la empresa hacia el ENARGAS, como sucedió en 2005, cuando Metrogas reclamaba efectuar el *pass through* en las tarifas finales de acuerdo a lo facturado por los productores. También se efectuaron reclamos por las Diferencias Diarias de usuarios residenciales.

⁹³ El Ministerio de Planificación Federal de Inversión Pública y Servicios (MPFIPyS) confirmó la validez del acuerdo a través de la Resolución N° 208/04.

a facturar exclusivamente el servicio de transporte y/o distribución de gas natural para este grupo de usuarios (Resolución SE 752/05⁹⁴, luego modificada por Resolución ENARGAS 838/19). En este escenario, durante el año 2005 se formalizó el surgimiento de la comercializadora MetroEnergía S.A., autorizada por el ENARGAS para actuar como tal e inscripta como agente del MEGSA, a fin de retener la mayor cantidad posible de clientes que no podía abastecer desde la distribución con Metrogas. De esta forma, dentro de la órbita de Metrogas, y en sintonía con el nuevo contexto normativo, se sumaba a la empresa la actividad de comercialización.

A través de la Resolución SE N° 2020/05, se estableció un cronograma para la compra de gas natural en forma directa de las categorías de usuarios SGP y GNC. Asimismo, la Resolución N° 275/06 dictaminó que las distribuidoras debían representar a las estaciones de GNC en las compras realizadas en el marco del MEG la primera vez, para evitar la integración vertical del mercado en operaciones entre productores y compradores de GNC. De esta forma, en 2005 se creó el Mecanismo de Asignación de Gas Natural para GNC, a través del cual las estaciones expendedoras recibirían el gas natural en el ámbito del MEG. Como contraparte, las distribuidoras no podían dejar de abastecer a los usuarios residenciales y SGP con consumos promedio mensuales menores a 9.000 m³, junto con las asociaciones civiles sin fines de lucro, las asociaciones sindicales, gremiales o mutuales, las prestadoras de salud y las entidades de educación pública o privada. Se instrumentaba así el *unbundling* de gas.

Así, al tiempo que Argentina consolidaba una economía en recuperación con la salida del default de deuda soberana declarado en 2001, a partir de la efectivización del canje de la deuda con el 76% de los acreedores, se fijaba un nuevo cronograma para la compra del gas en forma directa.

Durante los años 2005, 2006 y 2007 la empresa volvió a tener ganancias netas en los resultados de sus ejercicios económicos anuales⁹⁵, aunque continuó sin distribuir dividendos, ya que a partir del 2002 mantuvo resultados no asignados negativos⁹⁶. A pesar de esta situación, Metrogas realizó obras de refuerzo y mantenimiento del sistema y logró implementar mecanismos de compra de gas y transporte a largo plazo y compras de gas *spot* duraderos para abastecer a sus usuarios.

En paralelo, los servicios públicos, y en este caso el de gas natural, seguían condicionados por la Ley de Emergencia Pública, sancionada en 2002, que continuaba prorrogándose anualmente, así como por las conversaciones para encaminar la renegociación de los contratos de licencia, a través del intercambio de notas y documentos con la UNIREN. El mantenimiento de este proceso en el tiempo sin definiciones claras, modeló en el sector privado una posición conservadora en la operación del servicio, una actitud de “cumplir sin proyectar”, producto de la incertidumbre que generaba la no concreción de un acuerdo para relanzar las condiciones

⁹⁴ Ver Capítulo 2.

⁹⁵ Sobre todo, en 2006, cuando las utilidades netas fueron considerablemente mayores (casi diez veces mayor al del año anterior y tres veces mayor al de 2001) que lo que venía registrando la empresa en sus resultados positivos hasta el momento, debido a los efectos de la exitosa reestructuración de deuda con los acreedores, que redujo el peso de la deuda e intereses en sus cuentas y redundó en un saldo muy favorable en concepto de deudas financieras. De esta forma, tanto en los resultados finales positivos como en los negativos, el rol de las deudas financieras mostraba ser decisivo para la empresa.

⁹⁶ Hasta que se cubrieran las pérdidas de ejercicios anteriores, no se podrían distribuir dividendos, de acuerdo con la Ley N° 19.550/84 de Sociedades Comerciales.

de la licencia. De este modo, durante estos años Metrogas manifestó su intención de mantener la calidad del suministro, cumpliendo con las reglas básicas de la licencia⁹⁷. En la misma tónica, la empresa expresaba que, una vez concluida la renegociación, definiría su estrategia hacia el futuro en aspectos tales como la planificación empresaria, la política comercial y el desarrollo del plan de inversiones, todos ellos expresiones de una proyección más allá del corto plazo.

Sin embargo, las trabas en la renegociación mostraron la imposibilidad de poder llevar adelante una planificación integral del mercado, al no poder acordar, en el marco de una estrategia de desarrollo económico, determinadas condiciones microeconómicas para el sector (actualización de tarifas, precios, condiciones comerciales, de endeudamiento, entre otras) con determinados objetivos macroeconómicos (valor del tipo de cambio, monto de subsidios, entre otras), ambos persistentes en el tiempo.

A pesar de esto, los primeros años de la posconvertibilidad dejaron una serie de medidas que ordenaron precios y condiciones microeconómicas y permitieron que el servicio público siguiera en funcionamiento luego de haber abandonado las condiciones vigentes originalmente en el Marco Regulatorio de la actividad.

En ese sentido, luego de la suspensión de las actualizaciones de precios, y en un contexto que seguía dejando inalterados los márgenes de distribución y transporte, el precio del gas en el PIST volvió a ajustarse en 2004 y se creó un régimen de inversiones de infraestructura, a través del Decreto N° 180/04, que también inauguró el MEG, de modo tal de transparentar y centralizar las transacciones en el mercado del gas en sus tres segmentos.

Asimismo, se establecieron nuevos umbrales de consumo para usuarios residenciales y se implementó una reglamentación (Decreto N° 181/04 y Resolución SE N° 752/05) para la compra directa de gas por parte de usuarios de consumos moderadamente altos y altos, buscando dotar al mercado de mayor competitividad y pluralidad, motivando el surgimiento de nuevos comercializadores del fluido. En ese sentido, esta última medida, que afectó a todo el segmento distribuidor, y que generó nuevos actores en el mercado, en el caso de Metrogas derivó en la creación de la comercializadora MetroEnergía.

De esta forma, a la salida de la convertibilidad se visualizaron intervenciones específicas que intentaron modelar un nuevo mercado gasífero⁹⁸. Sin embargo, estas intervenciones no pudieron tener su correlato en el relanzamiento de nuevas condiciones generales para el sector. En cuanto al segmento distribuidor, estas medidas modificaron parcialmente su marco de operación, pero no lograron reconfigurarlo y dotarlo de nuevas reglas de funcionamiento previsibles y aceptadas por todos los actores involucrados.

⁹⁷ Dentro de las obras realizadas se incluían, por ejemplo, obras de corto plazo de mantenimiento; obras de reemplazo de servicios domiciliarios y de medidores; obras de innovación en estaciones reguladoras de presión y de renovación de cañerías de baja presión; entre otras.

⁹⁸ En el año 2006 también se instrumentó el Programa de Uso Racional de la Energía (PUREGAS), mediante Resolución ENARGAS N° 3.538/06, estableciendo incentivos y cargos adicionales por excedentes de consumo, lo que si bien no mostró resultados visibles constituyó un antecedente en las políticas de eficiencia energética, que sería retomada en el segundo mandato de CFK.

Este punto se reflejó más claramente en el proceso de renegociación de los contratos de licencia, que si bien durante estos años fue avanzando bajo la órbita de la UNIREN, a excepción del caso de Gas Natural Ban, para el resto de las distribuidoras, incluida Metrogas, no había logrado sellar las Actas Acuerdo que permitirían comenzar una nueva etapa regulatoria, por lo que este período finalizaba con algunos cambios y sobre todo perspectivas de poder terminar de reordenar el mercado de acuerdo a la nueva etapa macroeconómica, pero aún quedaba un camino por recorrer, sobre todo en lo que se constituía como el foco principal de desacuerdo entre las agencias estatales y privadas: el tema tarifario.

Segunda etapa: el desgaste de las herramientas (2007-2011)

La segunda etapa de la posconvertibilidad en el mercado del gas comenzó con algunos sobresaltos, luego de que en 2007 la Secretaría de Comercio Interior del Ministerio de Economía y Producción iniciara los procedimientos administrativos para intervenir Metrogas⁹⁹. La razón de tal determinación tenía que ver con la restricción de los consumos de gas natural a usuarios industriales en condición firme durante la época invernal, en consonancia con lo definido en el ámbito del Comité de Emergencia, con participación del ENARGAS y bajo la órbita de la Secretaría de Energía. Finalmente, el episodio terminó con el cambio del director de la empresa, mientras que la intervención quedó sin efecto, como un hecho anecdótico pero que expresaría en algún sentido la relación de parte de la dirigencia estatal y empresaria del mercado gasífero durante esta etapa.

Así como la primera etapa se caracterizó por la implementación de ciertas medidas regulatorias que modificaran parcialmente el mercado del gas en el marco de las discusiones por la renegociación, esta nueva etapa continuaría en esta misma línea, sin agregar modificaciones cualitativas: con nuevos ajustes del precio del gas y el mantenimiento de los cargos tarifarios destinados a financiar inversiones, al tiempo que se seguiría intentando avanzar en condiciones generales para la proyección del sector a partir de la renegociación.

En junio de 2007, a través de la Resolución SE N° 599/07, se estableció un nuevo ajuste de volúmenes y precios del gas, en lo que se denominó el “Acuerdo con Productores de Gas Natural 2007-2011”¹⁰⁰ en articulación con las empresas productoras, cuyos contratos de compra-venta de gas natural con las distribuidoras deberían reflejar las previsiones de este documento. Sin embargo, Metrogas no aceptó la oferta de los productores alegando que no respetaba los términos del acuerdo, en tanto los volúmenes contemplados y los precios resultantes por cuencas y por ruta de transporte no le permitían asegurar el suministro a sus clientes no interrumpibles (firmes). En ese sentido, la compañía efectuó presentaciones ante el ENARGAS y la Secretaría de Energía para solicitar su revisión.

Si bien luego del intento de acercarse a un acuerdo mediante las Cartas de Entendimiento en 2005 los intercambios de propuestas con UNIREN no tuvieron mayores avances, en 2008 se

⁹⁹ Luego de un primer trascendido de intervención de la empresa distribuidora por 180 días, finalmente terminó efectuándose la salida del Director General de la compañía.

¹⁰⁰ Este documento reflejaba los términos y condiciones para el abastecimiento de gas natural durante el período 2007-2011, surgidos luego de reuniones entre la Secretaría de Energía y empresas productoras, con el objetivo de satisfacer la demanda del mercado interno luego del vencimiento del Acuerdo para la implementación del esquema de normalización de los precios del gas natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, dispuesto por el Decreto 181/04.

realizó la propuesta de implementar una tarifa de transición a través de la firma de un Acuerdo Transitorio, cuyo incremento iría depositado a un fideicomiso destinado a la realización de obras de infraestructura, en sintonía con la modalidad de aumentos en cargos tarifarios realizados años previos. En esta propuesta, no se ajustarían las tarifas de usuarios residenciales con consumos hasta 800 m³ anuales, los cargos fijos ni las facturas mínimas. Además, se eliminarían las Diferencias Diarias Acumuladas por las compras de gas de períodos anteriores y se ajustarían las tasas y cargos que la empresa debía cobrar.

En octubre de 2008 se firmó el Acuerdo Transitorio con la UNIREN, que ajustaría precios del gas junto con los márgenes de transporte y distribución, y que fue ratificado por la Asamblea de accionistas de Metrogas y aprobado por el PEN en marzo de 2009 a través del Decreto N° 234/09. A este Acuerdo se le agregaría el “Acuerdo complementario con Productores de Gas Natural”, establecido mediante Resolución SE N° 1.070/08, que fijaba nuevos precios de gas en el PIST durante 2008 y 2009. Esta Resolución, además de homologar el Acuerdo con los productores, segmentó la demanda residencial de gas natural y estableció el aporte de los productores de gas natural al fondo fiduciario creado por Ley N° 26.020/05, para financiar las ventas de garrafas de Gas Licuado de Petróleo (GLP) para uso domiciliario a precios diferenciales.

De esta forma, la Resolución ENARGAS N° 409/08 finalmente segmentó a los usuarios residenciales en ocho subcategorías según sus niveles de consumo, completando la modificación que se había realizado mediante el Decreto N° 181/04, que establecía umbrales de consumo a usuarios residenciales, dividiéndolos en R1, R2 y R3. Asimismo, por medio de la Resolución SE N° 1.417/08, y sobre la base del Acuerdo Complementario homologado por la Resolución SE N° 1.070/08, la Secretaría de Energía fijó nuevos precios del gas natural en el PIST, que serían aprobados por el ENARGAS en nuevos cuadros tarifarios, fijados a través de la Resolución N° 566/08.

La coyuntura económica y política en este período estuvo marcada por el impacto de la crisis financiera internacional¹⁰¹ en la macroeconomía local (por la aversión al riesgo, se incrementó la fuga de capitales, presionando al valor del tipo de cambio) y por el conflicto entre el gobierno y actores del sector agropecuario, en torno al aumento de los derechos de exportación establecidos por la Resolución N° 125/08 del Ministerio de Economía y Producción.

En un momento en el que los superávits gemelos, pilares del esquema macroeconómico del dólar alto de la posconvertibilidad, comenzaban a resentirse (CENDA, 2010; Navajas, 2015; Urbiztondo, 2016; Kulfas, 2016; Einstoss 2020), el intento por modificar las retenciones móviles a la soja, maíz, trigo y girasol para moderar el alza de los precios internacionales de las *commodities* en los precios internos y, junto con otras medidas¹⁰², aumentar la recaudación fiscal, afectó sensiblemente el clima político y social, en la medida en que desató un conflicto que duró meses y tuvo una trascendencia de primer nivel, resintiendo la relación con ciertos

¹⁰¹ Con la quiebra de Lehman Brothers, de agencias de crédito hipotecario y compañías aseguradoras, las principales economías desarrolladas entraron en recesión, para lo cual fue necesario un paquete de asistencia por parte de los tesoros nacionales y diversos organismos de crédito.

¹⁰² Para disminuir el impacto de la crisis financiera internacional y del conflicto local con el sector agropecuario, el gobierno fue adoptando una serie de medidas de mayor intervención estatal en áreas sensibles de la economía, entre las que se destacó la estatización de la administración de los fondos de jubilaciones privadas con la creación de la Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES).

actores de la dirigencia del sector privado desde allí en adelante (Cantamutto, 2017)¹⁰³. Con todo, la actividad económica se vería afectada negativamente luego del crecimiento que venía experimentando el PBI hasta este año, a tasas mayores al 7% anual.

En 2009 este proceso se vio interrumpido, con una caída de casi 6% respecto del año previo, pero cuando a fuerza de asistencia fiscal y monetaria a las economías europeas y de Estados Unidos la crisis comenzó a superarse, los efectos negativos en la economía local también se disiparon, por lo que en 2010 y 2011 el PBI rebotó, creciendo a un promedio anual de un 8%, liderado por el consumo privado y en segunda instancia por las exportaciones, que luego de la crisis disminuyeron levemente, y la inversión privada, que volvió a los niveles de participación en la demanda agregada previos al 2009¹⁰⁴.

Asimismo, teniendo en cuenta las tensiones que emergían en el frente externo, el gobierno encaró la reapertura del canje de la deuda externa para los tenedores de bonos que habían quedado fuera del canje en 2005 (*holdouts*), lo que dio cuenta de la intención de volver a normalizar relaciones con el mercado financiero internacional, mientras que desde aquel año mantenía una política de cancelación de pagos de deuda a los acreedores (Kulfas, 2016). Por otra parte, a partir de este momento la inflación comenzaba a registrarse como un problema cada vez más notorio, lo que derivó en el surgimiento de mediciones alternativas a las del INDEC, que por entonces empezaban a ser cuestionadas.

En este escenario, y luego de haber implementado una nueva actualización de precios del gas y de haber firmado el Acuerdo Transitorio y las tarifas de transición, que parecían encaminar la negociación entre el Estado y Metrogas, nuevamente los procesos administrativos se fueron dilatando durante el 2009 y los años siguientes, sujeto a la consideración del MPFIPyS¹⁰⁵, por lo que las tarifas de transición no lograron implementarse y el Acuerdo seguía postergándose.

Mientras tanto, el resto de las empresas distribuidoras iba alcanzando las Actas Acuerdo de Renegociación de los contratos de licencia, complementando los Acuerdos Transitorios y las Cartas de Entendimiento previamente instrumentados, continuando el camino inaugurado en 2006 por Gas Natural Ban.

Las Actas Acuerdo implicaron en todos los casos algunos puntos fundamentales: un nuevo régimen tarifario de transición, que contemplaba a su vez un ajuste de los márgenes de distribución luego de los años de congelamiento; el establecimiento de un Plan de Inversiones Obligatorio; un mecanismo de monitoreo de costos con periodicidad semestral, de acuerdo a los procedimientos especificados en cada Acta; y la fijación de un nuevo proceso hacia la

¹⁰³ Ver <https://eleconomista.com.ar/2018-03-diez-anos-la-125-conflicto-marco-la-politica-argentina/>, <https://www.lanacion.com.ar/economia/campo/a-10-anos-del-conflicto-por-la-125-lo-que-nunca-se-conto-de-la-pelea-entre-el-campo-y-el-gobierno-de-cristina-kirchner-nid2112935/>, https://www.clarin.com/politica/10-anos-resolucion-125-conflicto-cambio-destino-gobierno-cristina-kirchner_0_ryxsKDq7X.html.

¹⁰⁴ Datos de INDEC.

¹⁰⁵ Durante el transcurso del año, desde Metrogas se enviaron notas al ENARGAS, UNIREN y MPFIPyS, solicitando la implementación de lo establecido en el Acuerdo, pero la autorización de Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión y la publicación de los nuevos cuadros tarifarios por parte del ENARGAS nunca ocurrió. Adicionalmente, la empresa recurriría a la vía judicial para agilizar la actualización tarifaria. Metrogas presentó en 2010 un amparo contra la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión dependiente del MPFIPyS y el ENARGAS en la Justicia en lo Contencioso Administrativo Federal, solicitando el pronto despacho del expediente en el que se tramitaba esta actualización, considerando que la empresa se encontraba en proceso concursal. El amparo fue rechazado y el Acuerdo no se implementó.

concreción de una Revisión Tarifaria Integral que permitiera relanzar un nuevo régimen de tarifas máximas y de condiciones regulatorias para la totalidad de las compañías, que por su parte desistían de los reclamos y demandas judiciales y extrajudiciales por las alteraciones posteriores a la Ley de Emergencia.

Así, luego de Gas Natural Ban, en 2008 arribó al Acuerdo Litoral, en 2009 Gasnor y Camuzzi Gas del Pampeana, y en 2010 Camuzzi Gas del Sur, Gasnea, Distribuidora de Gas del Centro y Distribuidora de Gas Cuyana¹⁰⁶.

Cuadro 7. Situación de las licenciatarias de transporte y distribución respecto del proceso de renegociación de los contratos de licencia para la operación de los sistemas regulados del mercado del gas (2002-2019)

Licenciataria	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Camuzzi Gas del Sur	(1)								(2)				(3)			(4)		
Camuzzi Gas Pampeana	(1)							(2)					(3)			(4)		
Distribuidora de Gas Cuyana	(1)								(2)				(3)			(4)		
Distribuidora de Gas del Centro	(1)								(2)				(3)			(4)		
Gasnea	(1)								(2)				(3)			(4)		
Gasnor	(1)							(2)					(3)			(4)		
Litoral Gas	(1)						(2)						(3)			(4)		
Metrogas	(1)												(3)			(2) y (4)		
Naturgy Ban	(1)				(2) y (3)								(3)			(4)		
Transportadora de Gas del Norte	(1)												(3)			(2) y (4)		
Transportadora de Gas del Sur	(1)												(3)			(2) y (4)		

- (1) Inicio del proceso de Renegociación
- (2) Acta Acuerdo de Renegociación
- (3) Autorización de incremento tarifario en el marco del proceso de renegociación
- (4) Renegociación de licencia y Revisión Tarifaria Integral

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Economía de la Nación

Si bien en el Acuerdo se pactaron los puntos fundamentales mencionados anteriormente, que culminarían en una RTI prevista en principio para 2009, estos compromisos fueron dilatándose en su implementación, demorando el esquema general de acuerdos con todo el sector. De este modo, el régimen tarifario de transición no logró instrumentarse para la mayoría de las empresas, con la excepción de Gas Natural Ban (Serrani, 2019), por lo que las distribuidoras no pudieron ajustar tarifas, salvo la compañía bonaerense que inauguró los acuerdos con el Estado Nacional. De igual forma, como no se implementaron los ajustes tarifarios de los Acuerdos, tampoco se cumplió en la implementación del monitoreo de costos ni en la

¹⁰⁶ Las Actas Acuerdo, confeccionadas en el marco de la UNIREN, fueron ratificadas a través de sendos Decretos firmados por el Poder Ejecutivo Nacional (PEN). Los Decretos correspondientes a las Actas Acuerdo con cada empresa fueron los siguientes: para Gas Natural Ban, el Decreto N° 385/06; para Litoral Gas, el Decreto N° 2016/08; para Gasnor, el Decreto N° 246/09; para Camuzzi Gas del Sur, el Decreto N° 923/10; para Camuzzi Gas Pampeana, el Decreto N° 1989/09; para Gasnea, el Decreto N° 812/10; para Distribuidora de Gas del Centro, el Decreto N° 539/10 y para Distribuidora de Gas Cuyana, el Decreto N° 483/10.

realización de la RTI, que por derivación iba demorándose en simultáneo al Acuerdo con Metrogas, que permanecía en negociaciones todavía.

Por su parte, respecto del segmento del transporte, las dos transportistas, Transportadora de Gas del Norte (TGN) y Transportadora de Gas del Sur (TGS), habían alcanzado Acuerdos Transitorios en 2008, ratificados por el Poder Ejecutivo mediante el Decreto N° 1918/09 para el caso de TGS y por el Decreto N° 458/10 para el caso de TGN. No obstante, las transportistas tampoco pudieron llegar al Acta Acuerdo de Renegociación y tampoco tendrían aumentos en sus márgenes hasta 2014, cuando ocurrió de manera homogénea para todas las licenciatarias. De esta forma, se completaba el panorama de complejidades tarifarias en las negociaciones por las condiciones de licencia del servicio de gas.

El reordenamiento del sector y el relanzamiento de un mercado gasífero con nuevas condiciones normativas y económicas que dieran previsibilidad bajo la perspectiva empresarial aún se encontraba pendiente. En el caso particular de Metrogas, el obstáculo central en las negociaciones provenía de la negativa al desistimiento de las demandas judiciales y extrajudiciales por parte de los accionistas de la empresa, que tal como se ha comentado anteriormente, continuaba como la principal estrategia empresarial para recuperar ingresos y recomponer sus cuentas.

Por su parte, la demora en la implementación de lo establecido en las Actas Acuerdo para las distribuidoras que sí habían llegado a esta instancia fue leída por los actores empresarios como un incumplimiento por parte del Estado, lo que resintió la relación entre ambos polos y reconfiguró las expectativas puestas en la inauguración de una nueva etapa de funcionamiento del Marco Regulatorio de la actividad en tiempo y forma, en especial en lo referido al aspecto tarifario y sus actualizaciones¹⁰⁷. Conforme transcurrió esta etapa, Metrogas quedaba como la única distribuidora que no había firmado el Acta Acuerdo, con la particularidad de ser la empresa del segmento distribuidor con mayores tensiones acumuladas con el Estado durante estos años, ya que ni siquiera había podido implementarse el Acuerdo Transitorio de 2008.

Desde la visión de la empresa, esto siguió la lógica descrita anteriormente y se debió a demoras por parte de las dependencias públicas en implementar lo acordado en esta instancia. Estas demoras agravaban su situación económico-financiera, que se caracterizaba por el condicionamiento de sus costos financieros, combinados con el aumento de los costos operativos, afectados por la dinámica inflacionaria que ya comenzaba a notarse desde el año 2008, en un contexto que imposibilitaba trasladar estos incrementos a tarifas finales. De acuerdo a la empresa, esta había sido la razón principal por la que tuvo que reestructurar su deuda en 2006 y luego en 2010.

En este sentido, en 2010 Metrogas solicitaría la apertura del concurso preventivo de acreedores, debido al peso que adquirirían, por un lado, las deudas financieras, que ya venían jugando un rol importante en las cuentas de la empresa desde momentos previos a la crisis de la convertibilidad, y por otro, los compromisos comerciales que debía cumplir, en el marco de la imposibilidad de obtener ingresos por la vía tarifaria. En este escenario, el Estado Nacional

¹⁰⁷ En reiteradas ocasiones, en los intercambios producidos a instancias administrativas y judiciales por parte de las distribuidoras, las compañías expusieron que la demora en la implementación de los distintos acuerdos alcanzados recaía sobre la falta de respuesta de la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión, dependiente del MPFIPyS, y del ENARGAS.

intervino la compañía para resguardar la prestación regular del servicio público de distribución de gas natural, situación que se prolongó hasta 2013.

A medida que pasaba el tiempo parecía cada vez más difícil lograr ciertos consensos para desarrollar la actividad con la necesaria previsibilidad a mediano plazo. Las tensiones se acumulaban: las recurrentes discusiones sobre actualización de tarifas; el intercambio de documentación sin avances en materia de la renegociación de la licencia; las demoras en la implementación de los sucesivos acuerdos alcanzados (como sucedió, por ejemplo, con el Acuerdo Transitorio del 2008); y el fracaso de la estrategia de las Cartas de Entendimiento, entre otros temas, iban deteriorando la relación entre el Estado y la empresa¹⁰⁸.

Como hemos mencionado, el principal punto de discordia continuaba centrado en la demanda judicial interpuesta por British Gas, el accionista más importante de la empresa por entonces (con más del 50% del consorcio Gas Argentino, era controlante del 70% de las acciones junto con YPF, en tanto el 30% restante se dividía entre inversores privados y los acogidos al PPP) ante la UNCITRAL, que seguía su curso en los tribunales estadounidenses¹⁰⁹. De esta forma, luego de una década, era posible afirmar que las herramientas utilizadas por las partes aparecían como desgastadas.

Respecto del segmento productor del mercado, durante esta segunda etapa, y producto de la escasez que comenzaba a mostrar la oferta nacional, se implementó el Programa Gas Plus, que a través de la Resolución SE N° 24/08 buscaba incentivar la producción de gas natural, en tanto todo nuevo volumen de gas producido en el marco de este programa no sería considerado parte de los volúmenes ni precios del Acuerdo 2007-2011, sino que sería categorizado como “gas plus”¹¹⁰. Asimismo, para atender a la mayor demanda de gas importado por Energía Argentina S.A. (ENARSA) para cubrir el consumo local, el Decreto N° 2.067/08, creó un fondo fiduciario financiado a través de un cargo tarifario, el llamado cargo 2067¹¹¹. Para

¹⁰⁸ No obstante, las dificultades no sólo se encontraban entre el Estado y Metrogas, o entre el Estado y las empresas de distribución, sino también entre los mismos actores privados dentro de la cadena gasífera. Esto quedó de manifiesto con algunas discusiones entre distribuidoras y productoras por el precio del gas establecido, como sucedió por caso entre Metrogas y empresas productoras en el marco del Acuerdo 2007-2011.

¹⁰⁹ Mientras se mantuvo con una posición mayoritaria dentro del paquete accionario de Metrogas, el litigio de British Gas contra el Estado Nacional tuvo un fallo de primera instancia favorable a los planteos del grupo inversor y luego, en segunda instancia, un fallo en sentido contrario, cuyo punto principal versaba sobre la interpretación acerca del Convenio para la promoción y la protección de inversiones entre Argentina y el Reino Unido (Ley N° 24.284/92). El punto que generaba polémica tenía que ver con que el Convenio establecía que, para llevar el reclamo a tribunales arbitrales internacionales, en primer lugar debía someterse la controversia a tribunales en el territorio en donde se realizó la inversión, es decir, en territorio argentino, en tanto el grupo británico no había procedido de esta manera.

¹¹⁰ De acuerdo a la Resolución SE N° 24/08 se categorizaba como gas plus a todo aquel gas de yacimientos nuevos; de concesiones de explotación descubiertas luego de la entrada en vigencia de la misma; o anterior a la misma, pero *tight gas*, un tipo de gas no convencional que demanda inversiones con tecnología avanzada por las características poco porosas y permeables de sus reservorios. Quedaban excluidas las concesiones que poseen reservas declaradas comercialmente explotables y que al momento no se encontraban aún en producción por cuestiones relativas a la inversión en el desarrollo de tales explotaciones. Por esta razón, la normativa se enfocaba en incentivar esfuerzos exploratorios que fueran posteriores a su sanción, para lo cual debían acreditar documentalmente ante la autoridad de aplicación competente, y que permitieran ampliar la oferta de hidrocarburos, que ya para esa época comenzaba a mostrar tensiones. Este programa solo permitía la comercialización de este gas en el mercado interno a un mejor precio que el establecido en el Acuerdo.

¹¹¹ La Resolución MPFIPyS N° 1.451/08 reglamentó el funcionamiento del fondo fiduciario, disponiendo la creación del fideicomiso correspondiente, y la Resolución ENARGAS N° 563/08 puso en vigencia los cargos

aquellos usuarios obligados a pagar¹¹², se estableció un subsidio de junio a septiembre inclusive (agosto y septiembre se subsidiaba el 70%).

En 2011 el cargo adquirió nuevos valores y se extendió a todos los usuarios, al tiempo que se estableció una división de zonas geográficas en las que se llevaría a cabo la quita automática del subsidio por ser consideradas de alto poder adquisitivo¹¹³, todo ello fijado a través de la Resolución ENARGAS N° 1.982/11 (esta medida estuvo acompañada por el otorgamiento a los usuarios de la posibilidad de renunciar de manera voluntaria). En esta misma sintonía también se implementó el PUREGAS, a través de las Resoluciones SE N° 624/05, 881/05 y 814/08 con el objetivo de alentar a los usuarios residenciales y comerciales a que reduzcan el consumo de gas natural con relación a sus consumos históricos y disponer de mayores excedentes de gas natural para su utilización en actividades de tipo industrial¹¹⁴.

De esta forma, Metrogas finalizaba esta etapa con pérdidas cada vez mayores en sus resultados finales desde 2008 hasta 2012, continuando con resultados no asignados negativos y sin poder distribuir dividendos, además de encontrarse atravesando el proceso concursal bajo la intervención del Estado desde 2010, como se ha marcado anteriormente¹¹⁵. Durante estos años, si bien se registraron aumentos en las ventas y en ocasiones ganancias operativas, los resultados positivos de 2005 a 2007 fueron revertidos debido a la falta de actualización tarifaria y al peso del endeudamiento en las cuentas de la empresa, arrastrado desde finales de la convertibilidad.

Una vez más, en ese sentido, la situación no era nueva, ya que, como consecuencia de la crisis de la convertibilidad y las modificaciones en el sistema bancario y financiero, y aún luego de años consecutivos de ganancias netas, Metrogas anunció en 2002 la suspensión de pagos a sus acreedores; en 2006 volvió a reestructurar su deuda; y en 2010 realizó la apertura de Concurso de Acreedores. De esta forma, el problema del endeudamiento venía condicionándola operativamente por lo menos hacía una década.

tarifarios que financiarían el fideicomiso. En un principio, los usuarios Residenciales R31 y R32 de Metrogas quedaron exentos de pagar el cargo de mayo a septiembre (Resolución ENARGAS N° 768/09).

¹¹² A partir de una medida cautelar relacionada a la presentación del Defensor del Pueblo de la Nación, y la declaración de inconstitucionalidad del Decreto por un fallo de primera instancia, se permitió que aquellos usuarios obligados a pagar podían hacerlo sin contemplar el cargo hasta tanto fuera confirmado este fallo. En caso de que el cargo 2067 fuera validado, los montos impagos se convertirían en deuda reclamable por la distribuidora.

¹¹³ De todas formas, acompañando las facturas se enviaría un formulario en formato de Declaración Jurada para solicitar el mantenimiento del subsidio.

¹¹⁴ A los usuarios Residenciales R1, R2 y R3 que redujeran el nivel de consumo respecto del Período de Referencia que les corresponda, se les reconocería en sus facturas una bonificación. Como contraparte, a los usuarios del servicio residencial R2 y R3, que consumieran por encima del volumen consumido en el período de referencia que corresponda, se les aplicaría un cargo adicional por excedentes de consumo. El Programa estaría en vigencia desde el 15 de abril y hasta el 30 de septiembre de cada año, no obstante lo cual el ENARGAS instruyó discontinuarlo en el 2008, por lo que ese año se aplicó bajo las condiciones de 2007. Como consecuencia de esto, Metrogas se vio obligada a refacturar el PUREGAS y/o a devolver saldos acreedores a usuarios, según el caso. Finalmente, durante el año 2009 se suspendió la aplicación del PUREGAS, pero Metrogas continuó realizando la devolución de los saldos acreedores correspondientes. De esta manera, tanto el PUREGAS como el cargo 2067, no parecieron mostrar efectividad en cuanto a la promoción de la eficiencia energética y la financiación del gas importado, y además implicaron inconvenientes en la facturación de los usuarios.

¹¹⁵ El detalle de la información relativa a los resultados económico-financieros de la empresa se analizará en el próximo capítulo.

Tercera etapa: los ajustes pendientes (2012-2015)

El año 2012 comenzó en continuidad con los ejes que estructuraron las etapas anteriores. Se produjo la actualización de precios del gas y se continuaron implementando los nuevos cargos tarifarios fijados durante los años previos. Por un lado, mediante la Resolución SE N° 55/12 se estableció la tercera prórroga del Acuerdo con Productores Gas Natural, disponiendo un tratamiento específico para aquellos productores no firmantes, para evitar que perciban los aumentos de las Resoluciones SE N° 1.070/08 y N° 1.417/08. Por otro lado, en una primera instancia a través de un Acta suscripta entre las distribuidoras (con excepción de Litoral Gas) y el ENARGAS, se acordó establecer un nuevo monto fijo por factura, diferenciado por categoría de usuario. En la misma sintonía de los cargos tarifarios previos (cargos I y II del Decreto N° 180/04 y cargo del Decreto N° 2.067/08), este tendría destino específico y sería depositado en un fideicomiso creado para la ocasión.

En este caso, los fondos recaudados por el nuevo monto fijo serían utilizados para la ejecución de obras de infraestructura, obras de conexión, repotenciación, expansión y/o adecuación tecnológica de los sistemas de distribución, así como para financiar cualquier gasto de mantenimiento necesario para la prestación del servicio público (Kozulj, 2012).

Posteriormente a la firma del Acta mencionada, y a través de la Resolución ENARGAS N° 2.407/12 el ENARGAS autorizó el cobro del cargo bajo la modalidad mencionada anteriormente¹¹⁶ que tendría como denominación Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de la Distribución de Gas (FOCEGAS), por lo que de allí en adelante se incluiría como un nuevo concepto a las facturas emitidas. Cabe aclarar que los montos percibidos por las licenciatarias como producto del cobro de este cargo serían tomados a cuenta de los ajustes tarifarios previstos en los Acuerdos de Renegociación de cada caso. En el caso de Metrogas, estos se tomarían a cuenta de los ajustes previstos en el Acuerdo Transitorio aprobado por el Decreto N° 234/09, aún pendiente de ejecución (Kozulj, 2012; Serrani, 2019).

Por otra parte, durante 2013 también ocurrirían dos acontecimientos importantes para la empresa distribuidora, así como para la relación con el Estado y la evolución del mercado del gas en los próximos años.

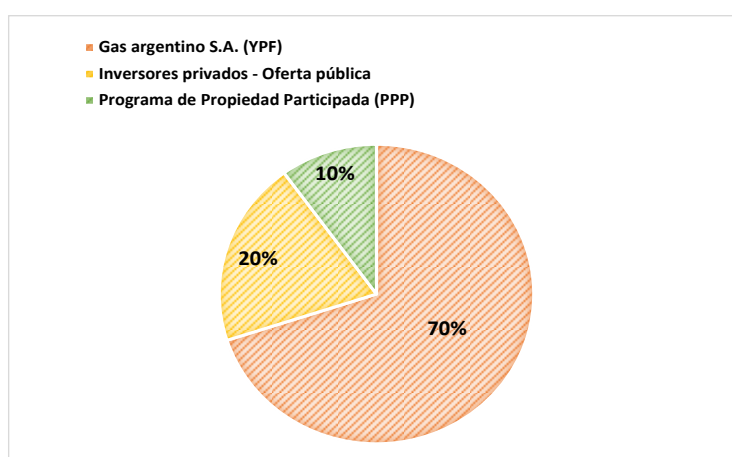
En primer lugar, British Gas dejó de ser controlante de la empresa. Ya en 2011 British Gas le había otorgado la opción de compra de la totalidad de las acciones clase A de Gas Argentino, el consorcio en el que tenía más del 50% y que la hacía controlante de Metrogas, a YPF Inversora Energética (IE) S.A. Cabe recordar que, como hemos visto previamente, el total del capital social de la compañía se distribuía de la siguiente manera: el 70% correspondía a la sociedad inversora Gas Argentino; el 20% de acciones clase B, que originalmente eran propiedad del Gobierno Nacional pasó a ser propiedad de inversores privados; y el 10%

¹¹⁶ El funcionamiento del fideicomiso establecía que las distribuidoras deberían depositar de manera mensual los montos cobrados a los clientes, acompañados de una Declaración Jurada que sería presentada ante el ENARGAS y ante Nación Fideicomisos S.A. Adicionalmente se debería presentar el Plan de Inversiones de Consolidación y Expansión anual al Comité de Ejecución para su aprobación. Luego de recibir la aprobación del mismo junto con sus posibles modificaciones, y una vez examinada la Declaración Jurada junto con los avances de obra, el Comité de Ejecución era responsable de aprobar la disponibilidad de los fondos con el fin de que Nación Fideicomisos efectúe los pagos correspondientes a los proveedores por cuenta y orden de las distribuidoras. Esta fue la forma de controlar que esos fondos fueran a inversiones.

restante pertenecía a inversores enmarcados en el PPP. YPF IE finalmente selló la operación en 2013, pasando a controlar el 100% de las acciones de Gas Argentino¹¹⁷, controlante a su vez del 70% del capital y votos de Metrogas.

En segundo lugar, el proceso concursal que venía transitando la compañía, junto con la intervención que tenía lugar desde 2010 había finalizado. Esta situación tuvo un impacto positivo en los resultados económicos finales, que por primera vez desde 2007 y después de varios años de pérdidas acumuladas, registró ganancias netas, principalmente como consecuencia de los efectos del canje de la deuda concursal. Sin embargo, la empresa seguía sin poder distribuir dividendos.

Gráfico 2. Composición accionaria de Metrogas con la transferencia de acciones de Gas Argentino S.A. Año 2013



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas.

El cambio en la composición accionaria de la empresa constituyó un evento fundamental en la relación con el Estado, ya que la salida de British Gas y el nuevo rol de YPF como controlante de la distribuidora implicó despejar el conflicto por el desistimiento de la demanda judicial tramitada en tribunales estadounidenses en la UNCITRAL, que era la principal disidencia a la hora de poder alcanzar acuerdos referidos a los términos y condiciones del contrato de licencia, y sobre todo a actualizaciones tarifarias. Por lo tanto, desde aquí en adelante el camino hacia la posibilidad de alcanzar acuerdos se allanaba¹¹⁸.

Desde un punto de vista general, mientras la Ley de Emergencia seguía prorrogándose y los intercambios para avanzar en la renegociación seguían estancados con la demora de la

¹¹⁷ Luego, YPF IE transferiría el 2% de las acciones a Operadora de Estaciones de Servicios S.A. (OPESSA), por lo que la totalidad de las acciones se distribuía entre las dos subsidiarias, pero con un rol predominante de YPF IE.

¹¹⁸ Luego de la salida de British Gas de Metrogas, el grupo continuó con su reclamo judicial, pero sin afectar las negociaciones por el contrato de licencia. En 2014 la Corte Suprema de Estados Unidos resolvió fallar en contra del Estado Nacional, instándolo a abonar una suma cercana a los 200 millones de dólares en concepto de indemnización por los perjuicios causados como consecuencia de la pesificación tarifaria y el congelamiento luego de la devaluación de 2002, en un contexto en el que los tribunales estadounidenses y el Estado Nacional Argentino estaban atravesados por la reestructuración de la deuda con acreedores privados y los *holdouts*.

implementación del Acuerdo Transitorio firmado en 2008, se produjo un giro en la intervención económica estatal en el sector energético, en consonancia con el ascenso de la figura de Axel Kicillof dentro del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación, primero al frente de la Secretaría de Política Económica, y luego como Ministro (Kulfas, 2016; Serrani, 2019).

Como se ha detallado en el capítulo 2, en un momento en el que la restricción externa limitaba más visiblemente la oferta de divisas, donde el déficit comercial energético jugaba un papel fundamental (Kulfas, 2016), se produjo la nacionalización de YPF, a través de la expropiación del 51% del paquete accionario, que ahora bajo propiedad estatal permitiría mayor margen de maniobra para la realización de las inversiones necesarias para aumentar la oferta hidrocarburífera.

Adicionalmente, la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (CPCEPNIH, de ahora en adelante, la Comisión) lanzó la Resolución N° 1/13 a los fines de establecer un esquema de estímulo a la inyección excedente de gas natural para reforzar la oferta local. Esta inyección excedente, por encima de la inyección base, recibiría 7,5 USD/MBTU (precio excedente), un precio que buscaba estimular a las empresas productoras a realizar más inversiones, aumentando así la producción de gas natural y mitigando el declino que venía observándose hasta el momento (Serrani y Barrera, 2018).

A esta iniciativa se sumaría este mismo año, y por medio del Decreto N° 929/13, la creación del Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos con el objetivo de lograr el autoabastecimiento, a través del otorgamiento de una serie de beneficios a las empresas productoras que llevaran a cabo los proyectos de explotación convencional y no convencional de hidrocarburos aprobados por la autoridad de aplicación.

Teniendo en cuenta este escenario, ya en el año 2014, luego de efectuado el cambio de la composición accionaria de Metrogas, con el nuevo rol de YPF, ahora bajo conducción estatal, y luego de implementado el cargo por el FOCEGAS, Metrogas suscribió un nuevo Acuerdo Transitorio con la UNIREN en el marco del proceso de Renegociación de los contratos de servicios públicos. Así, finalmente se fijaría un régimen tarifario de transición que permitía la obtención de recursos adicionales a los provenientes por la aplicación del FOCEGAS.

Este Acuerdo Transitorio, que sí fue efectivamente implementado, fue sancionado a través del Decreto N° 445/14, y efectuó un ajuste de precios y tarifas¹¹⁹ luego de años de intercambios de propuestas en ese sentido, por lo que el reclamo histórico de todas las distribuidoras y transportistas, pero particularmente de Metrogas, finalmente pudo ser encauzado por parte de las autoridades en el sector. Así, todas las empresas del sector actualizaban ingresos en forma sincronizada.

¹¹⁹ Una serie de medidas cautelares, dictadas por distintos Juzgados Federales a lo largo del país, ordenaron la suspensión de la aplicación de los incrementos dispuestos en 2014 y establecieron la aplicación de los cuadros tarifarios vigentes en marzo de ese año, previamente a los incrementos. De esta manera, y en una muestra más de la complejidad de instrumentar medidas aplicadas en forma homogénea en el sector, los aumentos tarifarios fueron limitados, impactando en las distintas ecuaciones económico-financieras de las empresas. En el caso de Camuzzi Gas del Sur, los aumentos no tuvieron efecto en tarifas finales, dado que la diferencia entre la tarifa plena y la tarifa diferencial pagada por los usuarios de esta zona geográfica, afectados por el subsidio de consumos residenciales del Fondo creado por la Ley 25.565, fue asumida por subsidios del Estado Nacional (Serrani, 2018).

Además de la actualización mencionada, por un lado, se preveía incorporar el traslado de los montos que habían ido acumulándose como producto de las modificaciones en las normas tributarias durante todo el período de la posconvertibilidad; y por el otro, se especificaba el Mecanismo de Monitoreo de Costos, por medio del cual se fijaba un procedimiento de revisión en el que el ENARGAS evaluaría la variación de los costos de explotación e inversiones de las Licenciatarias, en base a información de costos e índices de precios representativos, para determinar si correspondería ajustar la tarifa de distribución.

Con relación a los avances en la Renegociación con Metrogas propiamente dicha, más allá de estas disposiciones, también se establecía que entre la fecha de suscripción de este Acuerdo y el 31 de diciembre de 2015, cuando vencía la vigencia la Ley de Emergencia, el gobierno nacional, a través de la UNIREN, y la licenciataria deberían alcanzar un consenso respecto de las modalidades y plazos para la suscripción del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral.

Estos ajustes confirmaban un cambio importante en la direccionalidad de la intervención económica estatal y de la acción empresaria observada hasta el momento, ya que luego de numerosos intercambios de propuestas, marchas y contramarchas, demoras en los Acuerdos suscriptos y objeciones mutuas, se lograba un consenso acerca de un punto fundamental para el funcionamiento de todo el sector como es el tema tarifario. En ese sentido, al acuerdo con las empresas productoras de gas en la actualización de precios y con las empresas transportadoras y distribuidoras en la actualización de tarifas, se sumaba la implementación de otras medidas de política sectorial destinadas a recomponer la oferta de hidrocarburos, con la nacionalización de YPF, la implementación del Plan Gas y la creación de regímenes de promoción para inversiones en el marco de un organismo competente creado a tales efectos (la Comisión).

Por otro lado, la intención de implementar el Mecanismo de Monitoreo de Costos¹²⁰, daba cuenta de que el nuevo perfil en la relación entre Estado y actores privados del mercado del gas estaba marcado, desde la órbita estatal, tanto por la necesidad de otorgamiento de incentivos y beneficios como de reforzar herramientas de control. Sin embargo, y como sucedió para el caso de otras licenciatarias que habían alcanzado el Acuerdo en torno al contrato de licencia, el Mecanismo tampoco fue aplicado en esta oportunidad con Metrogas, mostrando una vez más las marchas y contramarchas de la iniciativa estatal en el sector.

Finalmente, los nuevos cuadros tarifarios publicados mediante la Resolución ENARGAS N° 2.851/14, se caracterizaron por incluir diferentes precios del gas en función de un mecanismo de comparación con consumos de igual período del año previo. Para los usuarios que redujeran su consumo más de un 20%, se mantendrían los precios de cuenca vigentes hasta el 31 de marzo de 2014 (previo a los aumentos); para aquellos cuyo consumo fuera menor entre un 5% y un 20% al del año anterior, se facturaría un precio del gas diferencial y menor que el

¹²⁰ Como la mayoría de las medidas implementadas durante el período, esta también tuvo sus contrapuntos. En este caso, Metrogas solicitó sin éxito ante el ENARGAS la actualización de sus tarifas mediante la aplicación de este Mecanismo.

correspondiente a los usuarios que no redujeran su consumo o que aun reduciéndolo el porcentaje no superara el 5%¹²¹.

Para este momento, las facturas emitidas a los usuarios contenían distintos precios del gas de acuerdo al ahorro en los consumos, así como también los cargos tarifarios que continuaban cobrándose (cargos I y II del Decreto N° 180/04, cargo del Decreto N° 2.067/08 y el cargo del FOCEGAS de la Resolución N° 2.407/12) y los incrementos en los márgenes de transporte y distribución.

Sobre el cargo del FOCEGAS, cabe destacar que en el año 2015, y a través de la Resolución ENARGAS N° 3.249/15¹²², se estableció que los montos fijos por factura cobrados por Metrogas ya no debían ser destinados a Nación Fideicomisos S.A., sino que debían destinarse a actividades de comerciales, administrativas, de expansión, operación y mantenimiento del sistema de distribución exclusivamente por parte de la propia empresa, por lo que a la actualización tarifaria se le sumó el cambio de modalidad en la tradicional aplicación de los cargos tarifarios, sacando a la compañía del lugar de intermediaria para ponerla como receptora directa de estos fondos.

La distribuidora, como el resto de las compañías del mercado, leyó positivamente los avances en el proceso de Renegociación y de actualizaciones tarifarias. Sin embargo, la Renegociación todavía tenía camino por recorrer y la Revisión Tarifaria Integral no se llevaría a cabo hasta concluido el período de gobierno kirchnerista.

De esta forma, tanto la intervención económica estatal como la acción empresaria de la tercera etapa de la posconvertibilidad reflejaron un cambio en el abordaje de muchos de los ajustes pendientes desde la salida de la convertibilidad. Así, se desplegaron estrategias para recomponer las cuentas empresariales y para incentivar inversiones a nivel sectorial de manera homogénea para todo el sector privado involucrado en el mercado del gas, como sucedió con la implementación del cargo por el FOCEGAS y las políticas de incentivo para el segmento de la producción a partir de la nacionalización de YPF.

A pesar de estas medidas, el 2014 y el 2015 Metrogas registró pérdidas en sus resultados finales, nuevamente condicionados por la carga de las deudas financieras, y en parte por los amparos judiciales que impidieron la aplicación plena de las actualizaciones tarifarias fijadas en 2014 (Serrani, 2019). En el año 2015, la Asistencia Económica Transitoria¹²³ dispuesta mediante Resolución SE N° 263/15 tampoco logró recomponer el equilibrio económico-financiero de la empresa. Con todo, hacia fines de 2015, Metrogas continuaba reclamando

¹²¹ Los cuadros tarifarios sin variaciones respecto del que se aplicaba hasta el 31 de marzo de 2014, también se aplicarían a los usuarios esenciales (centros asistenciales públicos, entidades educativas públicas, entidades religiosas, etc.) y a aquellos usuarios alcanzados por el procedimiento establecido en las Notas MPFIPyS N° 10/2009 (que ahora integraban el recientemente creado Registro de Excepcionados, que centralizaba a un conjunto de usuarios Residenciales y SGP con tarifa subsidiada).

¹²² Esta Resolución dispuso la derogación de los artículos 3 y 4 de la Resolución del ENARGAS N° 2.407/12, que obligaban a Metrogas a depositar los montos fijos cobrados por factura en el fideicomiso creado a tal efecto (siendo Nación Fideicomisos S.A. la entidad fiduciaria) y a someter a aprobación anual un plan de inversiones de obra de consolidación y expansión.

¹²³ Estas erogaciones tenían como fin normalizar las tensiones de la cadena de pagos de todas las distribuidoras del sector, como producto de las deudas con las empresas productoras, y contribuir a solventar los gastos e inversiones asociados a la prestación del servicio público de distribución de gas natural por redes y a cuenta de la próxima Revisión Tarifaria Integral.

acerca del traslado de carga tributaria acumulada desde el período de la convertibilidad y durante los años de la posconvertibilidad a tarifas finales, aspirando a incluirla en la Renegociación Contractual, que con el vencimiento de la Ley de Emergencia y el triunfo electoral de Cambiemos parecía estar más cerca.

Cambiemos el mercado del gas: normalización acelerada, tensiones acumuladas y fracaso

La asunción de Mauricio Macri, como hemos visto en el capítulo anterior, articuló una política económica de liberación del movimiento de capitales con endeudamiento externo y una devaluación del tipo de cambio que alcanzó el 40%¹²⁴ al comenzar el gobierno, instrumentando así la salida del control de cambios. Esto fue complementado con una política monetaria de sesgo antiinflacionario con tasas de interés reales positivas¹²⁵, una caída del salario real y un aumento de las tarifas de los servicios públicos, lo cual redundó en una caída del poder adquisitivo de buena parte de la población y por lo tanto una depresión de la actividad económica (CIFRA-FLACSO, 2016, Wahren, Harracá y Cappa, 2018).

Estas medidas tenían como finalidad transitar un camino de reordenamiento de precios relativos y avance en la resolución de los desequilibrios macroeconómicos que presentaba el país para fines de 2015. Fundamentalmente en el frente fiscal y externo, pero también respecto de las presiones inflacionarias que se podían constatar desde hacía varios años y que habían ralentizado el crecimiento económico característico de la posconvertibilidad (CENDA, 2010; Schorr y Wainer, 2014; Navajas, 2015; Kulfas, 2016; Einstoss, 2020), llevándolo a una situación de virtual estancamiento de la economía, en tanto la evolución del PBI experimentó oscilaciones desde 2012 en adelante¹²⁶ sin lograr consolidar una tendencia al alza.

En este escenario, en el sector energético, pero particularmente en el mercado gasífero, rápidamente comenzaron a instrumentarse una serie de medidas, algunas de las cuales retomaban aspectos del último tramo de la intervención económica estatal kirchnerista, pero en un formato más acelerado, centralmente en lo relativo a la actualización de precios y tarifas y al avance en la Renegociación Contractual.

Luego de eliminar la UNIREN a través del Decreto N° 367/16 y traspasar sus funciones a los Ministerios competentes, en febrero de 2016 el gobierno suscribió en forma conjunta con las distribuidoras, y a instancias del MINEM y el Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas, un nuevo Acuerdo Transitorio (el tercero para el caso de Metrogas), por medio del cual se estableció un régimen tarifario de transición.

Adicionalmente, y siguiendo con los lineamientos de lo establecido en el Acuerdo del 2014, en esta oportunidad también se preveía la incorporación del traslado a tarifas de la carga tributaria pendiente, así como también la institución de un Plan de Inversiones Obligatorias. Con todo, y como también había sucedido en 2014, se estableció que entre la fecha de

¹²⁴ El 17 de diciembre de 2015 el recientemente asumido gobierno de Mauricio Macri liberó el mercado cambiario, provocando una devaluación del 40% con respecto al día anterior, por lo que el tipo de cambio mayorista pasó de 9,8 pesos a 13,8 pesos por dólar, de acuerdo a los datos del BCRA.

¹²⁵ La tasa de interés de las Letras del Banco Central (LEBAC) de 35 días y pases sería superior a las expectativas de inflación del período.

¹²⁶ Datos del INDEC.

suscripción y el 31 de diciembre de ese mismo año las partes debían alcanzar un consenso respecto de las modalidades y plazos de la suscripción del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral.

La nueva intervención económica estatal buscaba acelerar los tiempos para alcanzar el Acuerdo por la Renegociación de las licencias hacia comienzos de 2017, mientras en función de la crítica situación económico-financiera de algunas compañías distribuidoras, entre las que destacaba Metrogas, se otorgaban aumentos tarifarios a cuenta durante 2016.

Ya en marzo, y mediante Resolución MINEM N° 31/16, el Ministerio instruyó al ENARGAS a que lleve adelante el procedimiento para la RTI, dispuesto en el marco de la Ley de Emergencia, que debía concluirse en un plazo no mayor a un año desde el 29 de marzo de 2016, por lo que el organismo comenzó a trabajar para tal fin.

Durante el mismo mes, y mediante la Resolución MINEM N° 28/16 se fijaron nuevos precios para el gas natural en PIST (Arceo, 2018; Serrani, 2019) y se introdujo un esquema de bonificación para los usuarios residenciales que tuvieran consumos con ahorro igual o superior al 15% respecto al mismo período del año anterior, así como también se dispuso la creación del Registro de Beneficiarios de Tarifa Social¹²⁷ para aquellos usuarios que en virtud de su situación socioeconómica estuvieran imposibilitados de abonar la tarifa plena.

La Resolución ENARGAS N° 3.726/16 aprobó los cuadros tarifarios de transición para los usuarios de Metrogas, que incluyeron el cargo del FOCEGAS, pero ya no contenían el cargo del Decreto N° 2.067/08, mientras que los cargos fideicomiso del Decreto N° 180/04 (I y II) continuaban facturándose normalmente.

En agosto de este año, el Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad (CEPIS) realizó una presentación judicial reclamando la nulidad de las Resoluciones MINEM N° 31/16 y N° 28/16 y los aumentos establecidos por esta última. Esta acción escaló hasta la CSJN, quien determinó que debían realizarse audiencias públicas convocadas por el MINEM, para discutir los aumentos de los precios del gas en PIST, y por el ENARGAS, para discutir los correspondientes a los segmentos de transporte y distribución. Finalmente, y luego de estas audiencias, mediante la Resolución MINEM N° 212/16 se publicó el sendero de precios que tendría el gas en PIST para los siguientes tres años, que implicaba incrementos tarifarios progresivos desde octubre de 2016 hasta octubre 2019, de manera que fuera posible alcanzar la paridad del precio de importación, de 6,8 USD/MMBTU, al tiempo que se reducía el gasto fiscal en subsidios a la energía¹²⁸.

La actualización de precios y tarifas transitó un camino con obstáculos durante buena parte de este año. Sin embargo, posteriormente, la Resolución ENARGAS N° 4.044/16 aprobó a partir de octubre de 2016 los nuevos cuadros tarifarios para los usuarios del área de licencia de Metrogas, contemplando el ahorro de consumo del 15% y la Tarifa Social, y bajo las condiciones fijadas en la Resolución MINEM N° 212/16. También se contemplaba un límite máximo a los incrementos, del 400% y 500%, para usuarios Residenciales y SGP,

¹²⁷ Este Registro incluía a los beneficiarios provenientes del registro de Exceptuados de la Resolución ENARGAS N° 2.905/14, con las modificaciones introducidas por el artículo 5° de la Resolución N° 28/2016 del MINEM relativo a la Tarifa Social, y determinaba que a los usuarios incorporados se les subsidiaría el 100% del precio del gas.

¹²⁸ Tal como fue detallado en el capítulo 2.

respectivamente, que debería figurar en la factura y aplicarse sobre el monto total de la factura respecto al mismo período de facturación del año anterior.

En cuanto a atender la situación económica de las Licenciatarias, y de Metrogas en particular¹²⁹, y en virtud de las dificultades que trajo aparejada la discusión por los incrementos tarifarios, se dispuso, mediante Resolución MINEM N° 312/16 una nueva Asistencia Económica Transitoria, con el objetivo de solventar inversiones y mantener la cadena de pagos con los productores de gas, a cuenta de la RTI, que se encontraba en proceso de avance.

A pesar de estas medidas, en 2016 Metrogas tuvo pérdidas en sus resultados finales, contaba con un patrimonio neto negativo y seguía sin poder distribuir dividendos, situación que se prolongó desde la crisis del 2002 en adelante.

No obstante, la empresa había presentado en enero ante el ENARGAS un Plan de Inversiones proyectado para 2016 superior a 700 millones de pesos (más de 47 millones de dólares al tipo de cambio oficial de ese momento, y alrededor del 10% de las ventas netas de ese año), que resultaba considerable en comparación con lo observado en la posconvertibilidad, cuando las inversiones no habían tenido gran dinamismo, a diferencia de lo ocurrido durante la convertibilidad en los inicios de la operación del servicio¹³⁰. Finalmente, como producto de los conflictos tarifarios y económicos del año, el monto de las inversiones ejecutadas al 31 de diciembre de 2016 fue de 477,8 millones de pesos, quedando por ejecutar prácticamente la tercera parte de lo planificado.

Por otra parte, se llevarían a cabo algunas modificaciones en la regulación del sector, que afectarían particularmente al segmento de GNC y al segmento productor.

En primer lugar, mediante Resolución MINEM N° 34/16, se dispuso un régimen en el que las Estaciones de GNC deberían adquirir el gas natural por medio de la distribuidora de su área de influencia, modificando parte de lo establecido en el proceso de *unbundling*, implementado con la Resolución SE N° 752/05. Luego, y ya en 2017, a través de la Resolución MINEM N° 80/17 las Estaciones de GNC verían ampliadas las opciones de compra del gas, ya que tenían la posibilidad de optar por el abastecimiento a través de las distribuidoras, pagando el servicio completo, o bien comprando el gas por su cuenta a productores o comercializadores. Un proceso similar respecto del *unbundling* fue el que afectó a los usuarios SGP en 2019, cuando mediante la Resolución SGE N° 175/19¹³¹, la Secretaría de Gobierno de Energía permitió que estos usuarios puedan optar por la contratación del gas por su cuenta o a través de la distribuidora de su zona.

¹²⁹ Adicionalmente, este año se produciría la fusión del consorcio Gas Argentino con YPF, por lo que desde ese momento YPF sería la propietaria directa del 70% del paquete accionario de Metrogas.

¹³⁰ A modo de ejemplo y para dimensionar la evolución de esta variable en el tiempo, el monto de inversiones alcanzaba en promedio para los últimos tres años de la Convertibilidad (1999-2001) 50 millones de dólares, de acuerdo a los estados contables de la compañía. En comparación a esto, de 2005 a 2011, la empresa realizó inversiones por un promedio de 21 millones de dólares anuales. El Plan para 2016 contemplaba más de 40 millones anuales, una cifra superior al promedio anual de la posconvertibilidad hasta 2011.

¹³¹ El ENARGAS complementó esta medida con las Resoluciones ENARGAS N° 750/2019 y N° 838/2019.

Respecto del segmento productor, y tomando como antecedente el Programa Gas Plus¹³² del 2008 y el Plan Gas¹³³ del 2013, se implementó el tercer Plan Gas¹³⁴, llamado Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural, mediante la Resolución MINEM N° 74/16, que finalizaba con el Programa Gas Plus y que a la vez creaba un incentivo para las inversiones en la producción de gas proveniente de reservorios no convencionales. Destinado principalmente a los productores de *tight* y *shale* gas de la cuenca neuquina, estos recibirían un precio estímulo subsidiado de 7,5 USD/MMBTU. Como la Resolución MINEM N° 74/16 dejó sin efecto la Resolución N° 185/15 (Plan Gas), y en sintonía con lo implementado en el último tramo de la gestión económica de CFK, en esta oportunidad la gestión de Cambiemos en el mercado gasífero elegía otorgar subsidios como una modalidad de incentivar la producción de gas e incrementar la oferta nacional. En este caso, la principal diferencia era que la iniciativa estatal estaba dirigida solamente a la explotación no convencional.

Adicionalmente, mediante la Resolución MINEM N° 89/16 se realizó una actualización contractual con los productores de gas respecto de los volúmenes contratados que modificaba el mecanismo establecido por la Resolución ENARGAS N° 1.410/10, que fijaba pautas de despacho ante el escenario de demanda y capacidad de transporte superiores a la oferta de gas natural, priorizando la Demanda Prioritaria.

Durante el año 2017, con los cambios macroeconómicos del comienzo de la gestión gubernamental en marcha, la actividad económica creció mientras que la inflación bajaba y se mantenía la política monetaria contractiva con tasa de interés real positiva¹³⁵. En ese sentido, luego de la recesión del 2016 el PBI creció un 2,8% ese año, la inflación anual descendió de valores en torno al 40%¹³⁶ a casi un 25%, y el tipo de cambio mayorista finalizó el año a casi 18 pesos, aproximadamente un 12% por sobre los valores registrados a diciembre de 2016, mostrando una apreciación real de la moneda. Por otra parte, la instrumentación de los aumentos tarifarios en los servicios públicos parecía haber dejado atrás la resistencia de algunos sectores sociales y políticos en el 2016, simbolizada en la causa CEPIS.

En este contexto, finalmente y después 15 años de intermitencias en los acercamientos, de marchas y contramarchas y avances limitados, se llegaba a un acuerdo de Renegociación de los contratos de licencia con las distribuidoras y transportistas y se implementaba la Revisión Tarifaria Integral de forma homogénea, actualizando precios y tarifas para el sector. Así, Metrogas suscribió el Acuerdo Transitorio 2017 (el cuarto) con el Ministerio de Hacienda y el MINEM, que ampliaba los Acuerdos Transitorios que tuvieron lugar durante los años

¹³² Resoluciones SE N° 24/08, N°1031/08 y N° 695/09

¹³³ Resoluciones CPCEPNIH N° 1/13, N° 60/13 y N° 185/15.

¹³⁴ Mediante la Resolución N° 60/2013, la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas creó un mecanismo de fomento a la producción complementario al establecido en la Resolución N° 1/13, para aquellas empresas que no se hubieran incorporado al Plan Gas debido a sus escalas productivas y/o a las características geológicas de los yacimientos que operaban: El Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida (Plan Gas II). Posteriormente, por medio de la Resolución N° 185/2015 de la mencionada Comisión, el Programa se ajustó incluyendo también a aquellos productores que no hubieran registrado producción de gas al momento de su lanzamiento.

¹³⁵ Informe de política monetaria del BCRA, octubre 2017

¹³⁶ Como referencia se toman los datos de la Dirección de Estadísticas y Censos de la Ciudad de Buenos Aires, debido a las controversias en torno a las estadísticas oficiales a raíz de la intervención del INDEC en 2007-2008 y hasta 2015, la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) nacional no se publicó en 2016.

anteriores (2008, 2014 y 2016), y luego el Acta Acuerdo de Renegociación Integral. Los incrementos tarifarios resultantes de la RTI se aplicarían progresivamente en tres escalones: 30% en abril de 2017; 40% en diciembre de 2017; 30% en abril de 2018.

Para el caso de Metrogas la actualización de tarifas de este año tendría carácter transitorio hasta la entrada en vigencia del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral, que finalmente fue ratificada el año siguiente, por medio del Decreto N° 252/18. Al ratificar el Acta, se aceptó como condición desestimar reclamos o demandas administrativas y/o judiciales relacionadas con las modificaciones al contrato original de licencia que surgieron con la sanción de la Ley de Emergencia en 2002 y las medidas regulatorias aplicadas posteriormente¹³⁷, a diferencia de lo ocurrido durante los años previos.

Como se ha marcado más arriba, durante la posconvertibilidad y hasta 2013, este punto se convirtió en el mayor obstáculo para lograr un entendimiento entre las empresas del mercado gasífero y el Estado Nacional en torno a la Renegociación (sobre todo en el caso de Metrogas, que fue el que terminó de definir los avances en los Acuerdos y las actualizaciones tarifarias de forma homogénea para el sector).

Estos acuerdos significaron un quiebre importante en la relación de la empresa con el Estado Nacional, en tanto se explicitaba un consenso sólido en torno a un sendero acelerado de recomposición tarifaria, lo que de acuerdo a la distribuidora era indispensable para implementar un plan de inversiones de cumplimiento inmediato; garantizar la continuidad del servicio; el funcionamiento de la cadena de pagos en el sector; y el cumplimiento de vencimientos de obligaciones contraídas. En esta misma línea, en reiteradas ocasiones, en sus estados contables, así como en informes presentados ante el ENARGAS y en audiencias públicas¹³⁸ Metrogas manifestó la necesidad de incrementar tarifas para cumplir con estos objetivos, dada la suba en los costos, fundamentalmente motivados por la dinámica inflacionaria de la economía argentina y la expansión de la carga tributaria sobre la actividad.

A modo de ejemplo, de acuerdo a Metrogas¹³⁹, los costos operativos, administrativos y de comercialización se incrementaron entre diciembre de 2001 y diciembre de 2015 un 1.118%, mientras que sus ingresos crecieron solo un 209%, lo cual para la compañía constituía la razón principal que la llevó a los procesos de reestructuración de deudas como a los conflictos en la cadena de pagos con productores, que incluyeron pedidos de quiebra que luego fueron resueltos con acuerdos de pago de las deudas comerciales. Asimismo, la compañía aducía que entre 1993 y 2001, en un contexto de previsibilidad y tarifas justas y razonables, pudo realizar inversiones considerables en dólares (los últimos tres años, a un promedio de 50 millones de dólares anuales), mientras que en el contexto de congelamiento extendido e imprevisibilidad realizó inversiones equivalentes a un promedio de casi 20 millones de dólares anuales.

Por su parte, el Estado acompañaba los diagnósticos de la compañía a través de una serie de medidas en ese sentido, tales como la implementación de los aumentos tarifarios transitorios previos a la RTI; la implementación de un nuevo régimen de tarifas máximas (RTI 2017), con nuevos incrementos tarifarios y el reconocimiento de los cambios producidos en normativa

¹³⁷ Metrogas desistió de la causa contra el Estado Nacional en 2018.

¹³⁸ Informe de exposición en Audiencia pública convocada por el ENARGAS, 16 de septiembre de 2016. En este mismo documento, incluso se cita otro informe de la Subsecretaría de Coordinación de Política Tarifaria del MINEM y del ENARGAS en los que se ratifica esta visión de la situación económico-financiera de la empresa.

¹³⁹ Informe de exposición en Audiencia pública convocada por el ENARGAS, 16 de septiembre de 2016.

tributaria; y la instrumentación de una compensación económica por las pérdidas a raíz de la imposibilidad de obtención de los aumentos tarifarios fijados previamente a abril de 2016, lo cual se materializó en una nueva asistencia transitoria para ese año¹⁴⁰.

Esta nueva intervención económica estatal se tradujo en poco tiempo en mejores resultados económicos, ya que en los estados contables de 2017 Metrogas registró ganancias netas positivas (superior a 600 millones de dólares) y un aumento de ventas en dólares del 35% respecto del año anterior, principalmente como consecuencia del incremento de tarifas.

De esta forma, los tres obstáculos planteados por parte de la empresa durante todo el período de la posconvertibilidad kirchnerista y durante los primeros meses del gobierno de Cambiemos (la falta de actualización tarifaria; la ausencia de una nueva RTI que normalizara el Marco Regulatorio del sector; y la vigencia de la Ley de Emergencia¹⁴¹) ya formaban parte del pasado.

La Resolución ENARGAS N° 4.356/17 fijó los cuadros tarifarios de transición de Metrogas a partir del 1° de abril de 2017, que se caracterizaron por mantener un conjunto de tarifas diferenciadas (para los casos de ahorro del 15% en el consumo respecto de igual período del año anterior; para los casos de Tarifa Social; y para los de Tarifa para Entidades de Bien Público) y por la eliminación del cargo del FOCEGAS (Resolución ENARGAS N° 2.407/12), debiendo respetar los límites de incremento establecidos por la Resolución MINEM N° 212/16.

Asimismo, se estableció una metodología de adecuación semestral de la tarifa (más allá de las Revisiones Tarifarias Integrales quinquenales) que contemplara las variaciones de los precios mayoristas¹⁴² con el objetivo de mantener la sustentabilidad económico-financiera de la prestación y la calidad del servicio. La RTI también implicó definir un Plan de Inversiones Obligatorias (PIO) e Inversiones No Obligatorias o Complementarias¹⁴³ destinado tanto a la renovación de activos como la expansión del sistema de distribución durante el quinquenio 2017-2021. El PIO involucraba 7.784 millones de pesos a ser desembolsados a lo largo de estos cinco años, e implicaba un total de 4.700 millones de dólares a valores de 2017.

¹⁴⁰ Efectivizada a través de la Resolución MINEM N° 312/16.

¹⁴¹ Luego de sucesivas prórrogas, dado que la Ley de Emergencia vencía originalmente en 2003, esta fue derogada en 2017.

¹⁴² Fijando al Índice de Precios Internos Mayoristas (IPIM) del INDEC como referencia.

¹⁴³ Las Inversiones Obligatorias apuntaban al mantenimiento y la operación del sistema de distribución y las No Obligatorias a la expansión de redes.

Cuadro 8. PIO establecido en la RTI de 2017 para Metrogas en millones de dólares estadounidenses (USD) de 2017. Período 2017-2021

Año	Monto en millones de pesos	Monto en millones de dólares
2017	\$ 773,17	USD 46,70
2018	\$ 1.724,21	USD 104,14
2019	\$ 1.665,74	USD 100,61
2020	\$ 1.824,71	USD 110,21
2021	\$ 1.796,46	USD 108,50
Total	\$ 7.784,29	USD 470,16

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Resolución ENARGAS N° 4.356/17 y a datos del BCRA.

Mediante la Resolución MINEM N° 74/17 el ENARGAS implementó en abril de 2017 el primer escalón de los incrementos tarifarios resultantes de la RTI, que luego de 15 años estableció una metodología para la inclusión en factura de la carga tributaria municipal en línea separada, de modo de transparentar el componente tributario en la facturación de los usuarios, que se implementó mediante la Resolución ENARGAS N° 4.530/17¹⁴⁴. Cabe aclarar que el traslado tributario en la factura había sido materia de negociación de los Acuerdos Transitorios celebrados hasta el momento, sin éxito en su implementación hasta esta fecha.

Posteriormente a estas modificaciones ya en marcha, en noviembre de 2017, las distribuidoras y subdistribuidoras que compraban el gas por su cuenta, por un lado, y empresas productoras y Energía Argentina S.A. (ENARSA), por otro, suscribieron con el MINEM las “Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes” (Bases y Condiciones), que fijaron nuevas pautas de contratación de volúmenes de gas para el período comprendido entre el 1° de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019. Asimismo, se fijó un sendero de precios del gas hasta fines de 2019, que reemplazaría al de la Resolución MINEM N° 212/16 y guiaría los contratos entre las partes.

En diciembre de ese año se aplicó el segundo escalón de incrementos tarifarios de la RTI mediante Resolución MINEM N° 474/17 y se derogó finalmente la Ley de Emergencia Pública luego de sucesivas prórrogas, cerrando así un año donde se consolidaba la reconfiguración acelerada del mercado del gas.

Esta reconfiguración abarcó los marcos normativos generales (con la derogación de la Ley de Emergencia y con el Acuerdo de Renegociación), y también otros particulares, así como el aspecto tarifario (con la metodología de ajuste de precios y tarifas) y el aspecto regulatorio (con la normalización institucional del ENARGAS y la nueva RTI¹⁴⁵), y tuvo el claro objetivo de brindar una previsibilidad en el funcionamiento del sector, con la fijación de condiciones

¹⁴⁴ Luego, esta Resolución sería complementada por la Resolución ENARGAS N° 6/18.

¹⁴⁵ Tal como se ha comentado en el capítulo 2, el ENARGAS designó un directorio por concurso tras dejar atrás casi una década de intervención.

de operación para las empresas actuantes, de precios, tarifas, volúmenes comercializados y otras variables claves que pudieran dar un horizonte hacia donde apuntar la acción empresarial.

Otra de las variables redefinidas fueron los subsidios, que fueron recortados. Así, a través de la Resolución SGE N° 14/18 se eliminaron los topes de facturación de la Resolución MINEM N° 212/16; se redujo el monto del beneficio de la Tarifa Social; y se eliminó la bonificación por ahorro de consumo¹⁴⁶. No obstante, lo anterior, los cargos I y II del Decreto N° 180/04 seguían cobrándose, mientras que los cargos del Decreto 2.067/08 y de la Resolución 2.407/12 (FOCEGAS) ya habían sido dados de baja.

La consolidación de los cambios operados en el mercado gasífero comenzó a reflejarse en la situación económico-financiera de las empresas del sector, y particularmente en Metrogas, aunque por poco tiempo. Luego de haber registrado pérdidas el 2016, en 2017 se registraron ganancias netas, motorizadas centralmente por la suba de las ventas, aunque continuaba sin poder distribuir dividendos, en tanto no lograba cubrir las pérdidas acumuladas. Sin embargo, en 2018 la empresa volvió a tener pérdidas en sus resultados como consecuencia de los efectos que trajo la crisis cambiaria y financiera de este año en el sector energético y en el mercado gasífero en particular, modificando asimismo el rumbo del sector en relación al que se venía transitando.

En abril de 2018, se produjo un salto en el tipo de cambio oficial que generaría una variación de más del 30% en junio, cuando se dio la primera aceleración devaluatoria, y del 28% de agosto a septiembre, cuando se produjo la segunda aceleración del año, que dejaría una variación del 114% respecto del tipo de cambio de diciembre de 2017. La actividad económica¹⁴⁷, que venía creciendo a un promedio de 3,9% el primer trimestre, comenzó a caer hasta fin de año a un promedio de 4,5% mensual y la tasa de interés de referencia se incrementó fuertemente para compensar los movimientos del dólar, alcanzando un máximo de 73,5% anual en octubre¹⁴⁸.

En el mercado del gas estos movimientos provocaron fuertes desajustes en la cadena de pagos, en tanto se produjo una abrupta diferencia entre los precios del gas comprados por las distribuidoras (derivados de las Bases y Condiciones), a un tipo de cambio que luego aumentaría repentinamente, y los facturados a los usuarios. Esto generó una deuda por parte de las distribuidoras que era reclamada por las empresas productoras, por lo que, en conjunto, ambos grupos empresariales canalizaron estas demandas en busca de una resolución hacia el Estado Nacional, que debía dirimir entonces de qué forma se cubría la diferencia generada a

¹⁴⁶ Como contraparte, se establecieron topes para Micro, Pequeñas y Medianas Empresas (MIPyMEs) y EBP, que duraron unos meses hasta principios de 2019. Además de lo sucedido en 2016 con las marchas y contramarchas de ajustes tarifarios expuestas anteriormente, otro ejemplo de estas medidas compensatorias fue la suspensión del criterio de bonificación de la Tarifa Social establecido en la Resolución MINEM N° 474/17 para los consumos de mayo y junio de 2018, para los cuales se aplicaría el subsidio del 100% del precio del gas y no el bloque de consumo determinado por dicha Resolución (ver capítulo 2). Este tipo de medidas fueron recurrentes durante estos años y junto con medidas posteriores complicaron incluso operativamente la facturación de las empresas.

¹⁴⁷ Datos del Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE) del INDEC.

¹⁴⁸ Informe de Política Monetaria del BCRA, enero 2019.

partir del salto cambiario, mientras que asociaciones de usuarios y otros sectores sociales también reclamaban que esta no se trasladara a las tarifas finales¹⁴⁹.

El foco del conflicto entre las empresas, los usuarios y el Estado Nacional se centraba en el traslado del precio del gas a tarifas (*pass through*), previsto en el Marco Regulatorio de la actividad (Ley N° 24.076/92 y Decreto N° 1.738/92) y particularmente lo relativo a las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA), establecidas en el numeral 9.4.2.5 de las RBLD (Decreto N° 2.255/92)¹⁵⁰¹⁵¹.

A pesar del cimbronazo cambiario, los pagos a productores se realizaron al tipo de cambio establecido por las Resoluciones de abril y octubre¹⁵². Luego de meses de indefiniciones, en octubre de 2018 la Secretaría de Gobierno de Energía mediante Resolución SGE N° 20/18 dispuso que la incidencia de las DDA del período abril-septiembre en las tarifas sea incluida en forma extraordinaria en línea separada en las facturas de los usuarios a través de 24 cuotas, pero debido a las reacciones sociales contrarias a la medida¹⁵³, mediante la Resolución SGE N° 41/18 quedó sin efecto. Finalmente, y después de las habituales marchas y contramarchas observadas en el período analizado, pero sobre todo desde 2016 en adelante, en noviembre, el Decreto N° 1.053/18 vino a resolver esta discusión en tanto determinó que el Estado Nacional asumiría en forma excepcional el pago de las DDA entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019 (ampliando el período que se discutía inicialmente) generadas por variaciones del tipo de cambio¹⁵⁴¹⁵⁵¹⁵⁶.

En el marco de este proceso, y de acuerdo con el numeral 9.4.2.5 de las RBLD, que establece que, si la diferencia entre el costo del gas adquirido por las distribuidoras y el valor del gas contenido en las tarifas a los usuarios supera en valor absoluto el 20%, pueden presentar a la

¹⁴⁹ Ver <https://deuco.org.ar/931-2/>; <https://econojournal.com.ar/2018/06/distribuidoras-reclaman-un-aumento-inmediato-de-las-tarifas-de-gas/>; <https://econojournal.com.ar/2018/11/el-gobierno-asumio-oficialmente-la-deuda-con-las-productoras-de-gas-provocada-por-la-devaluacion/>

¹⁵⁰ Las DDA provienen de la contabilidad diaria de la diferencia entre el precio del gas comprado y el precio incluido en la facturación. Este valor luego se registra mensualmente, se le aplica una tasa de interés y se contabiliza por el total del período estacional correspondiente. Finalmente, se divide el resultante por el total del volumen vendido por la distribuidora en el período estacional siguiente, pero del año anterior, para incorporarse como un valor por metro cúbico al ajuste de precios a realizarse durante el período estacional siguiente.

¹⁵¹ Este reclamo se veía reforzado teniendo en cuenta que el mismo numeral 9.4.2.5 prevé expresamente que si la diferencia entre el costo del gas adquirido por las distribuidoras y el valor del gas contenido en las tarifas supera en valor del 20% las compañías podrán presentar a la Autoridad Regulatoria nuevos cuadros tarifarios para su aprobación. Metrogas se encontró entre las empresas que solicitaron este ajuste, sin éxito.

¹⁵² La Resolución ENARGAS N° 300/18 aplicable a partir del 1 de abril y la Resolución ENARGAS N° 281/18 y 292/18, aplicable a partir del 8 de octubre.

¹⁵³ Ver https://www.clarin.com/economia/consumidores-rechazan-ajuste-precio-gas-suba-dolar_0_q3aOqHDP0.html

¹⁵⁴ El monto resultante se transferiría a las distribuidoras en treinta cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1 de octubre de 2019, aplicándose la misma tasa de interés que figura en el numeral 9.4.2.5 (tasa efectiva del Banco Nación para depósitos en moneda argentina a treinta días). Una vez hecha la transferencia, las distribuidoras deberían saldar sus deudas con las productoras.

¹⁵⁵ El Decreto también estableció en su artículo 8 que en ningún caso podría trasladarse a usuarios finales el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período, previniendo así futuros conflictos similares.

¹⁵⁶ Derivado de este proceso, en febrero de 2019, mediante la Resolución ENARGAS N° 72/19 se aprobó la Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas.

Autoridad Regulatoria nuevos cuadros tarifarios para su aprobación, Metrogas envió en julio una Nota solicitando esta modificación.

Sin embargo, esta solicitud fue rechazada en agosto por el ENARGAS, quien alegó que la empresa no acreditaba el pago efectivo del gas al precio que referenciaba al momento de calcular las diferencias con el precio incluido en la tarifa final. La empresa manifestó su desacuerdo con el argumento esgrimido por parte de la Autoridad Regulatoria, en tanto expresaba que el Marco Regulatorio solo se limita a que el precio sea conocido, y este conocimiento estaba dado por las Bases y Condiciones acordadas entre los distintos actores públicos y privados del sector, entre los cuales se encontraba precisamente el ENARGAS.

De esta forma, la compañía acompañó la decisión de recuperar mediante ingresos tarifarios la diferencia expuesta a partir de las variaciones cambiarias en el precio del gas, en una primera instancia con la propuesta de prorratear este valor en 24 cuotas y luego con la propuesta definitiva de pago en 30 cuotas por parte del Estado Nacional. Este posicionamiento común en conjunto con el resto del sector privado del sector parecía lógico desde el punto de vista empresarial en la medida que era una salida para restablecer el normal funcionamiento de la cadena de pagos sin afectar sus cuentas.

Dada esta situación, como medida complementaria y para disminuir presiones hacia el alza en estos precios, y por lo tanto en las tarifas finales, mediante Resolución SGE N° 32/19 se implementó el concurso de precios para provisión de gas para el abastecimiento de la demanda de usuarios de servicio completo, que se realizó en el ámbito del MEG.

Sin embargo, a partir de este momento el sendero de incrementos del precio del gas de las Bases y Condiciones había quedado trunco y la política tarifaria del gobierno de Cambiemos naufragó.

Ya en 2019, en un escenario macroeconómico frágil, que también estaba atravesado por las elecciones presidenciales y que en términos sectoriales acumulaba tensiones entre todos los actores económicos de la cadena gasífera (incluyendo los usuarios) con el Estado, se realizaría la última actualización tarifaria prevista por la RTI, que para el caso de Metrogas se llevó a cabo a través de la Resolución ENARGAS N° 198/19 (rectificada por las Resoluciones ENARGAS N° 201/19 y N° 203/19), aprobando así cuadros tarifarios con aumentos escalonados en abril, mayo y junio¹⁵⁷. Luego, y a través de la Resolución SGE N° 521/19¹⁵⁸, se realizaría el diferimiento de los aumentos previstos para el mes de octubre a febrero de 2020, lo que instaló nuevamente, y después de todo el proceso descrito para destrabarlo durante años, un congelamiento temporario de tarifas luego de la actualización semestral de principios de año.

Así, la crisis cambiaria y las consecuencias que hemos observado en torno al *pass through* y a la interrupción de la política tarifaria y el perfil de la intervención económica estatal desplegada desde 2016 hasta el momento, desencadenarían otra serie de efectos en el mercado

¹⁵⁷ Mediante Resolución ENARGAS N° 703/19 se publicaron en noviembre nuevos cuadros tarifarios para Metrogas como consecuencia del análisis y revisión de las DDA correspondientes al período octubre de 2018 - abril de 2019 y a abril de 2019 – octubre de 2019. La Resolución fue rectificada por la Resolución ENARGAS N° 763/2019.

¹⁵⁸ Luego modificada por la Resolución SGE N° 751/19, extirparía los plazos del diferimiento, del original 1 de enero hasta el 1 de febrero de 2020.

del gas que resentirían la relación entre las empresas del sector y el Estado Nacional, que hasta ese momento parecía recompuesta y con una perspectiva común.

Por caso, en octubre de 2018, mediante Resolución ENARGAS N° 292/18 se rectificaron los cuadros tarifarios de la Resolución ENARGAS N° 281/18, que contenían la actualización semestral establecida en la RTI, a raíz del aumento desproporcionado que había tenido el IPIM del INDEC, siendo reemplazado por un promedio entre el IPIM, el Índice de Costo de la Construcción (ICC) y el Índice de Variación Salarial (IVS), que resultó en una variación de las tarifas menor que la inicial y en menores ingresos para la distribuidora.

Asimismo, y luego de la última actualización tarifaria y el congelamiento, se instrumentarían dos medidas relacionadas. Por un lado, la Resolución ENARGAS N° 223/19 estableció la facturación mensual de los usuarios residenciales, que tuvo un impacto en mayores costos y en mayor volumen de tareas operativas para garantizar el cumplimiento de la medida. Por el otro lado, la resolución SGE N° 336/19 dispuso el diferimiento del 22% de la facturación a usuarios residenciales partir de julio y hasta octubre, a ser recuperada en cinco cuotas mensuales iguales y consecutivas a partir de diciembre¹⁵⁹, lo que también ocasionó complicaciones operativas en el proceso de facturación de los usuarios, así como el aumento de quejas y reclamos a las distribuidoras¹⁶⁰, y en particular a Metrogas.

Como producto de esta sucesión de medidas y modificaciones normativas, Metrogas manifestó en sus estados contables su disconformidad por los perjuicios económicos que implicaba la alteración de las condiciones regulatorias fijadas en la RTI. En ese sentido, mediante una presentación ante el ENARGAS solicitó a fines de 2019 la revisión del PIO y una compensación económica que ayudara a reequilibrar sus cuentas, ya que estas condiciones no estaban previstas al momento del Acta Acuerdo y la fijación del nuevo régimen tarifario de la RTI, e implicaban una merma en los ingresos de la compañía, y por lo tanto en la capacidad de afrontar inversiones futuras así como de recomponer sus cuentas, que al momento de la RTI se encontraban en una situación delicada, luego de varios años de pérdidas acumuladas.

Metrogas reforzó este punto de vista expresando que el cambio de la situación macroeconómica, con altos valores de inflación, recientes controles de precios y cambiarios, y la nueva devaluación ocurrida en 2019, que se sumaba a las del 2018, traían aparejada incertidumbre sobre la capacidad de pago del sector público nacional y la posibilidad de obtener financiamiento, dos variables fundamentales para subsanar el deterioro de ingresos al que asistía la compañía luego de las variaciones cambiarias de los últimos años; las variaciones de precios de la economía y el reciente congelamiento de tarifas del servicio.

Por otra parte, Metrogas también objetó los nuevos cuadros tarifarios establecidos mediante Resolución ENARGAS N° 703/19, que tuvieron vigencia a partir del 1 de noviembre de 2019 y que modificaban las DDA incluidas en tarifa correspondientes a los períodos octubre 2018-abril 2019 y abril 2019-octubre 2019. Así, la empresa presentó un recurso de reconsideración y nulidad sobre los montos determinados por DDA, por entender que los criterios utilizados para su determinación no se adecuaban a los principios del Marco Regulatorio de la actividad.

¹⁵⁹ El Estado Nacional se haría cargo del pago de intereses por las pérdidas generadas a las empresas distribuidoras.

¹⁶⁰ Datos del ENARGAS.

De este modo, Metrogas terminaba esta última etapa habiendo transitado un primer momento de sintonía en su relación con el Estado, en función de la aparente aceleración en la normalización de las condiciones de operación de la licencia y de una proyección de actualizaciones tarifarias y recomposición de ingresos para los años siguientes, pero luego de poco tiempo inmersa nuevamente en un escenario de incertidumbre sobre las condiciones para el desarrollo de la actividad en el futuro.

Esta situación de incertidumbre, iniciada en 2018, incluía finalmente un nuevo congelamiento de tarifas, que en principio duraría hasta principios de 2020, y la modificación de los términos acordados en la RTI, que parecían relanzar la actividad privada luego de 15 años de idas y vueltas sobre la Renegociación de la licencia y la fijación de un nuevo régimen de tarifas máximas quinquenal. Sin embargo, la propia evolución de la política macroeconómica posterior a 2016 terminó afectando las nuevas reglas de funcionamiento del mercado del gas y con ellas la actualización tarifaria fijada en la RTI.

Así, lo que parecía ser un camino hacia la normalización de las condiciones de operación de la licenciataria comenzó a resquebrajarse a mediados de 2018, como consecuencia de los conflictos que trajo aparejados la crisis cambiaria que marcó aquel año y el siguiente, en el que además jugaban un papel importante las elecciones presidenciales. Esta situación terminó de inclinar la intervención económica estatal hacia políticas regulatorias previamente criticadas pero que pudieran estabilizar la variable tarifaria en el marco de una macroeconomía afectada y en detrimento del sendero de actualización de precios y tarifas que pretendió implementarse desde el inicio de la gestión gubernamental de Mauricio Macri.

Por su parte, los resultados finales de la empresa en 2019 se encontraron afectados por el peso histórico de las deudas financieras, con incidencia considerable de la deuda en moneda extranjera, y por el peso coyuntural de los movimientos cambiarios del 2018, que hicieron imposible que el sendero de precios y tarifas pudiera continuar según lo previsto. El horizonte que moldeó la acción empresaria desde 2016 había fracasado rápidamente, ya que no tuvo en cuenta los efectos que podría traer la evolución del programa macroeconómico (con los saltos del tipo de cambio y la aceleración inflacionaria) y de las variables distributivas (con la afectación de la capacidad de pago de los usuarios producto de la caída de los ingresos reales de la población), y la reconfiguración del mercado gasífero del principio del período gubernamental quedaba trunca en su desarrollo.

De este modo, luego de dos décadas, parecía repetirse, aunque en forma más acelerada, la dinámica observada hacia fines de la convertibilidad, cuando los factores macroeconómicos y distributivos de este esquema económico también impactaron en la capacidad de pago de los usuarios y el marco normativo de la cadena gasífera tuvo que verse modificado a partir de la interrupción en la dinámica de actualización tarifaria realizada hasta ese momento, abriendo un escenario de cambios a futuro.

Capítulo 4. El desempeño económico-financiero de Metrogas y la evolución de variables macroeconómicas y sectoriales asociadas al mercado del gas (1999-2019)

En el capítulo 2 analizamos las características que asumieron los principales lineamientos de la intervención del Estado en el mercado gasífero durante el período que se abre a partir de la privatización de los años noventa, teniendo en cuenta los antecedentes de las décadas de gestión estatal. En el capítulo 3, desde el segmento distribuidor de este mercado observamos los rasgos que adquirió la acción empresaria de Metrogas en su relación con el Estado durante la fase final de la convertibilidad, y luego en la posconvertibilidad, durante los tres mandatos kirchneristas y más tarde, hasta el 2019, con el gobierno de Cambiemos.

En este sentido, la dinámica que se dio como resultado del cruce entre la intervención económica estatal y la acción empresaria de Metrogas, así como con el resto de los actores del mercado gasífero, configuró los rasgos distinguibles, tanto de las capacidades del Estado, como del desempeño económico y financiero de las empresas involucradas.

Siguiendo esa línea, en este capítulo nos centraremos en observar de qué modo impactó este proceso en la principal empresa distribuidora del país.

Así, una vez descriptas las características de los dos polos de la agencia privada-estatal dentro del segmento distribuidor del mercado del gas, haremos foco en el caso de estudio, procediendo a analizar la situación económico-financiera de la empresa y sus resultados a lo largo del período abordado en este trabajo, prestando especial atención a la relación de estos dos puntos con las inversiones en el servicio público de gas por redes.

Dado que, como hemos señalado en capítulos previos, la evolución de la actividad de la empresa dentro del segmento distribuidor del mercado gasífero tuvo estrecha relación con las condiciones macroeconómicas y sectoriales de cada momento de la periodización, en una primera instancia analizaremos algunos datos estadísticos de este orden, a los fines de poder distinguir tendencias generales que serán de utilidad para la comprensión del funcionamiento del sector y de la empresa distribuidora durante estos años.

En la parte I, atenderemos a la dinámica del frente fiscal, observando la evolución de los subsidios económicos a la energía, a fines de poder dar cuenta de los niveles que fue asumiendo el gasto público relacionado a esta área. También observaremos la dinámica del frente externo, atendiendo particularmente la evolución de la balanza comercial, así como del nivel de reservas internacionales. Asimismo, realizaremos una aproximación a la dinámica sectorial durante este período, con el análisis de la evolución de la oferta de gas, a efectos de poder identificar el peso relativo que fueron asumiendo en el mercado local la producción nacional y las importaciones.

Por otro lado, desde el punto de vista empresarial, analizaremos la evolución de la rentabilidad, los ingresos y las inversiones realizadas por Metrogas durante todo el período analizado, así como el comportamiento de otras variables económicas y financieras, tales como el nivel y el perfil del endeudamiento y algunos otros indicadores relevantes para la actividad de la empresa.

En la parte II, a fin de considerar la dinámica de los ingresos de la compañía a lo largo de todos estos años, abordaremos la evolución de la cuestión tarifaria y de los distintos componentes facturados, para poder identificar el papel que jugó el Valor Agregado de Distribución (VAD) dentro de la tarifa final en las distintas etapas regulatorias de este período y observar no solo las variaciones de ingresos absolutas a partir de los aumentos de tarifas sino también las variaciones porcentuales en relación al resto de los actores del mercado, participantes en la tarifa final. Asimismo, pondremos en relación la evolución tarifaria con la evolución del Salario Mínimo Vital y Móvil (SMMyVM), con el fin de ilustrar la dinámica de las actualizaciones tarifarias vis a vis la actualización de los ingresos y complementar el análisis de las cuentas empresariales con el impacto del factor distributivo en la sostenibilidad del esquema tarifario del servicio de gas.

Finalmente, realizaremos un análisis comparativo de algunas de las variables e indicadores expuestos para Metrogas con otras empresas del segmento distribuidor (Camuzzi Gas Pampeana y Naturgy Ban), para dar cuenta, tanto de los aspectos específicos del estado de situación económico-financiero de la compañía estudiada, como de los aspectos comunes con otras empresas relevantes del sector, de manera de poder comprender con mayores elementos los conceptos descriptos a lo largo de todo este recorrido.

Parte I: Evolución de variables macroeconómicas, sectoriales y empresariales

Evolución del frente fiscal, el frente externo, producción e importaciones de gas

La evolución de las variables e indicadores empresariales que se expondrá más adelante se dio en el marco de un determinado orden macroeconómico que también fue transformándose a lo largo de los años, particularmente en el pasaje del régimen de la convertibilidad al período de la posconvertibilidad. Este pasaje, junto con las modificaciones macroeconómicas posteriores, resultan importantes en la medida en que estuvieron relacionadas directamente con el funcionamiento del área energética y particularmente del mercado gasífero.

A su vez, las distintas intervenciones económicas estatales desplegadas durante este período condicionaron y estuvieron condicionadas por la acción empresarial y el desempeño económico-financiero de las empresas del sector. En ese sentido, repasaremos algunas variables relevantes de la macroeconomía asociada al área energética y al mercado gasífero, que acompañaron la trayectoria empresarial del caso de estudio.

En primer lugar, observaremos la evolución del gasto público en subsidios económicos y más particularmente en energía, lo que nos dará una pauta de la dinámica del frente fiscal asociado al área energética.

En segundo lugar, observaremos, junto con el movimiento de las reservas internacionales, la evolución de la balanza comercial y de la balanza comercial gasífera durante estos años, lo que nos dará cuenta de la dinámica del frente externo asociado al área energética.

En tercer lugar, nos detendremos en la evolución de la producción y las importaciones de gas, lo que nos indicará el grado de autoabastecimiento de la industria con producción local, así como también el grado de dependencia de importaciones para satisfacer los requerimientos de la demanda. De esta forma, podremos ver más claramente la vinculación de la dinámica sectorial con la dinámica fiscal y externa, expuestas previamente.

Evolución del frente fiscal asociado al área energética: gasto público en servicios económicos y en energía (1999-2019)

Durante los últimos tres años de la convertibilidad, y en el marco de una crisis fiscal y externa que se agudizaba, el gasto público¹⁶¹ representaba en torno a los 32 puntos porcentuales del PBI¹⁶². Luego de la crisis en 2002 la participación en el Producto se redujo levemente hasta el 2007, cuando se recuperaron los niveles del gasto anteriores. Posteriormente, el gasto público continuó creciendo ininterrumpidamente, con la sola excepción de 2010, cuando se producen disminuciones muy leves, hasta 2016.

En este proceso de incremento interanual del gasto, sobresalen las subas de 2005, 2007 y 2009, cuando se alcanzaron los casi 40 puntos porcentuales del PBI. Sobre el final del período, se observa una disminución continua del gasto desde 2017 hasta 2019, más marcada en 2018, culminando la serie con valores similares a los de 2013, en torno a los 43 puntos.

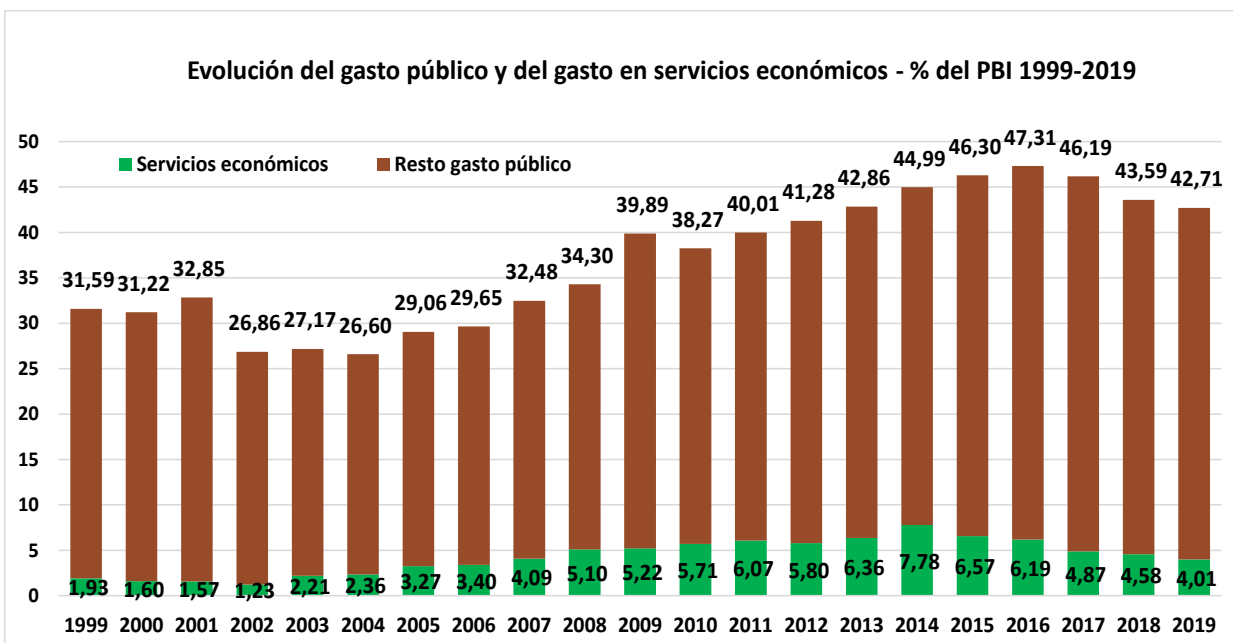
Por su parte, el gasto en servicios económicos experimentó una evolución algo diferente. Durante los últimos tres años de la convertibilidad y en 2002, la participación en el PBI venía experimentando una disminución leve pero sostenida, pasando de 1,93% en 1999 al 1,23% en 2002. Posteriormente, y en el marco del proceso de renegociación de licencias de los servicios públicos, que fue acompañado por la pesificación y el congelamiento de las tarifas, el gasto público en servicios económicos (en el que siempre sobresalieron los gastos en concepto de energía y combustible y de transporte), comenzó a incrementarse, en este caso sin interrupciones hasta 2014, con la excepción de 2012, cuando se registró una leve baja.

De este modo, en 2003 el gasto en servicios económicos ya superaba los 2 puntos del PBI, mientras que en 2007 superaba los 4; en 2011 superaba los 6; y en 2014 llegó al 7,8% del PBI, en un año en el que el gasto público total también había alcanzado los niveles más altos de los gobiernos kirchneristas, llegando a casi un 45% del PBI. Sin embargo, desde 2015 en adelante los valores del gasto en servicios económicos vuelven a descender hasta el final de la serie, cuando se alcanzan valores similares a los de 2007, en torno a los 4 puntos, destacándose en este proceso la caída de 2017 (20% interanual).

¹⁶¹ Se considera el gasto público consolidado anual, que incluye las erogaciones corrientes y de capital del Sector Público No Financiero (SPNF) correspondientes a los tres niveles de gobierno: Nación, CABA y provincias, y municipios, de acuerdo a datos del Ministerio de Economía de la Nación.

¹⁶² De acuerdo a datos del Ministerio de Economía de la Nación e INDEC. Valores a precios corrientes.

Gráfico 1. Evolución del total del gasto público y del gasto público en servicios económicos en % del PBI 1999-2019 ⁽¹⁾ ⁽²⁾



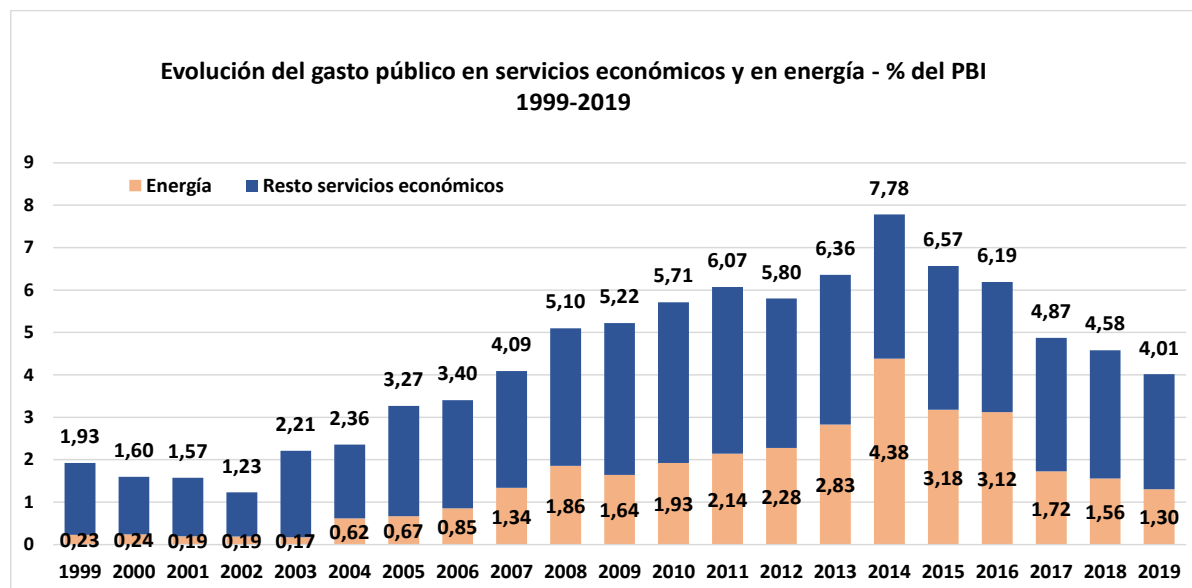
- (1) La serie en términos del PBI hasta el año 2003 considera el PBI de Cuentas Nacionales base 1993. El empalme del PBI utilizado a partir de ese año fue realizado en el ámbito de la Subsecretaría de Programación Macroeconómica teniendo como año base el 2004.
- (2) La serie en términos del PBI fue realizada en base a valores a precios corrientes.

Fuente: Elaboración propia en base a datos del gasto público anual consolidado del Ministerio de Economía de la Nación. Subsecretaría de Programación Macroeconómica - Secretaría de Política Económica, en base a Secretaría de Hacienda, información pública de las provincias, obras sociales e INDEC.

Así, luego de la crisis de 2002, en el marco de una política macroeconómica expansiva de la demanda y del consumo durante el período de la posconvertibilidad, el gasto público fue creciendo hasta alcanzar en 2016 una participación en el PBI de más de 10 puntos por encima que lo registrado en 2002. Más tarde, en el marco de una nueva política macroeconómica orientada a alcanzar metas fiscales de reducción del déficit primario y a equilibrar las cuentas externas, utilizando el apalancamiento del endeudamiento externo, el gasto tuvo una evolución decreciente, finalizando la serie en niveles de 2013.

Por su parte, los servicios económicos tuvieron una evolución similar (Serrani y Pérez, 2020; Einstoss, 2020), aunque más acelerada y con un punto de quiebre anterior, registrando una tendencia de crecimiento más marcada en su participación sobre el PBI hasta 2014, de la mano de la nueva política sectorial para los servicios públicos, que incluyó la renegociación de licencias, la pesificación y el congelamiento tarifario, lo que demandó cada vez mayores niveles de gasto fiscal. No obstante, más tarde, las actualizaciones tarifarias y las nuevas medidas de política energética, en primera instancia en 2014 y luego a partir de 2016 con mayor énfasis, disminuyeron la incidencia del gasto en este concepto desde 2015 y hasta 2019, finalizando la serie en niveles de 2007.

Gráfico 2. Evolución del gasto público en servicios económicos y en energía en % del PBI 1999-2019^{(1) (2)}



- (1) La serie en términos del PBI hasta el año 2003 considera el PBI de Cuentas Nacionales base 1993. El empalme del PBI utilizado a partir de ese año fue realizado en el ámbito de la Subsecretaría de Programación Macroeconómica teniendo como año base el 2004.
- (2) La serie en términos del PBI fue realizada en base a valores a precios corrientes.

Fuente: Elaboración propia en base a datos del gasto público anual consolidado del Ministerio de Economía de la Nación. Subsecretaría de Programación Macroeconómica - Secretaría de Política Económica, en base a Secretaría de Hacienda, información pública de las provincias, obras sociales e INDEC.

A su vez, si observamos la evolución del gasto en servicios económicos, el gasto en energía también fue tomando cada vez mayor preponderancia, superando la incidencia del transporte dentro de este rubro en 2013, que hasta entonces se ubicaba en el primer lugar. Durante este año, el gasto en energía alcanzó 2,83% del PBI y en 2014 alcanzó 4,38 % del PBI, el valor máximo de la serie. Luego, desde 2015 comenzó nuevamente a disminuir, aunque manteniéndose alto en términos históricos hasta 2017, cuando el ritmo decreciente se aceleró, culminando la serie en valores de 1,30% del PBI, a niveles registrados en 2007. Asimismo, si bien la incidencia del gasto en energía dentro del rubro de servicios económicos alcanzó el primer lugar de 2013 a 2016, posteriormente volvió a ubicarse en el segundo lugar, detrás del gasto en transporte, en proporciones similares a las de 2007.

De esta forma, vemos que luego de la crisis de la convertibilidad el gasto público tuvo una tendencia creciente más duradera (hasta 2016) y a un ritmo menor que la observada en servicios económicos, que aumentó más aceleradamente y hasta 2014. Es por ello que mientras el gasto en servicios económicos en 2014 (pico máximo de la serie) representó un incremento del 531% respecto de 2002, el gasto público en términos del PBI en 2016 (pico máximo de la serie) experimentó un crecimiento del 68%. Por su parte, el gasto en energía evidenció una dinámica similar a la de los servicios económicos, pero en una modalidad aún más acelerada,

ya que en 2014 (pico máximo de la serie) alcanzó valores en términos del PBI 2.213% superiores a los registrados en 2002, con saltos particularmente en 2004, 2007 y 2014. Del mismo modo, también fue más acelerada la reducción de su participación en el PBI, en tanto la disminución de los valores registrados en 2019 fue de un 70% respecto de 2014, mientras que en servicios económicos la reducción fue del 48%.

En consecuencia, el gasto en servicios económicos y particularmente en energía subió considerablemente durante el período de la posconvertibilidad en línea con el mantenimiento del congelamiento tarifario y mientras el proceso inflacionario se agudizaba, alcanzando los máximos valores hacia 2014. Con las actualizaciones tarifarias de este año y los cambios en la política sectorial iniciados en 2012-2013, a partir de 2015 estos valores comenzaron a bajar, demandando hasta el momento crecientes recursos fiscales.

Más tarde, los valores del gasto en estos conceptos en términos del PBI comenzaron un sendero descendente, en el marco de un gasto público que a nivel agregado también se encontraba en valores elevados en términos históricos, lo que alimentó un déficit fiscal creciente y cierto desequilibrio macroeconómico, más visible al comienzo del segundo mandato de Cristina Fernández de Kirchner (Kulfas, 2016). Luego de 2015, y ya bajo el gobierno de Mauricio Macri, la reducción del déficit fiscal adquirió una importancia central en la política macroeconómica, por lo que el gasto público inició un sendero decreciente, y el gasto en servicios económicos y en energía, que ya venía en descenso, incrementó su velocidad, en paralelo a incrementos de precios y tarifas de mayor magnitud.

De acuerdo a lo expuesto, observamos que la evolución del gasto público, y particularmente del gasto en servicios económicos y en energía, se dio en sintonía con la dinámica de la evolución tarifaria del período, que mencionamos en capítulos previos y que veremos con mayor detalle para el caso de Metrogas en el apartado correspondiente más adelante, así como también mostró relación con la evolución de las variables económico-financieras de las empresas analizadas.

Evolución del frente externo asociado al área energética: reservas internacionales, balanza comercial y balanza comercial gasífera (1999-2019)

Del mismo modo que ocurrió con la dinámica del gasto público en el frente fiscal, y como hemos marcado en capítulos previos, en el sector externo también se observó una trayectoria que evidenció una mejora durante los años iniciales de la posconvertibilidad (con superávits gemelos) y luego comenzó a reflejar tensiones que desembocaron en desequilibrios durante los últimos años de la etapa kirchnerista, que intentaron ser corregidos en primer lugar desde 2012, los últimos años de este período, y luego más aceleradamente por el gobierno de Cambiemos, desde 2016 en adelante.

Esta trayectoria puede verificarse en la evolución de las reservas internacionales y del saldo comercial, que da cuenta de la disponibilidad de dólares genuinos por la vía de las exportaciones de bienes y servicios.

En el primer caso, observamos que las reservas internacionales alcanzaban en los últimos años de la convertibilidad los 34 mil millones de dólares en el año 2000. Luego, ya en plena crisis, se registra una considerable caída, llegando en 2002 a poco más de 10 mil millones de dólares, en un contexto de default de la deuda externa y de salida de la convertibilidad.

Más tarde, durante los primeros años de la posconvertibilidad, en el marco de un alto crecimiento económico, superávit comercial motorizado por los altos precios de los *commodities*, y renegociación de la deuda externa, que redujo la carga de los pagos a los acreedores externos, las reservas internacionales se incrementaron continuamente hasta 2010, alcanzando los 52 mil millones de dólares, el valor más alto hasta entonces. Desde allí y hasta 2015 las reservas experimentarían un proceso de decrecimiento prácticamente ininterrumpido, en el marco de un empeoramiento del saldo comercial y de la dificultad para la toma de deuda con acreedores externos, como consecuencia del cierre de los mercados financieros para con Argentina.

Luego de 2016 las reservas volverían a crecer, principalmente a raíz del nuevo proceso de endeudamiento externo (el saldo comercial continuó empeorando hasta 2018), que llegó a su límite con la crisis cambiaria de 2018, provocando la caída de reservas desde 65 mil millones a casi 45 mil millones en 2019, cuando ya se incluía el préstamo otorgado por el FMI.

Gráfico 3. Evolución de las reservas internacionales ⁽¹⁾ en millones de dólares estadounidenses (USD) 1999-2019



(1) Se consideran las reservas brutas de acuerdo a los datos del BCRA.

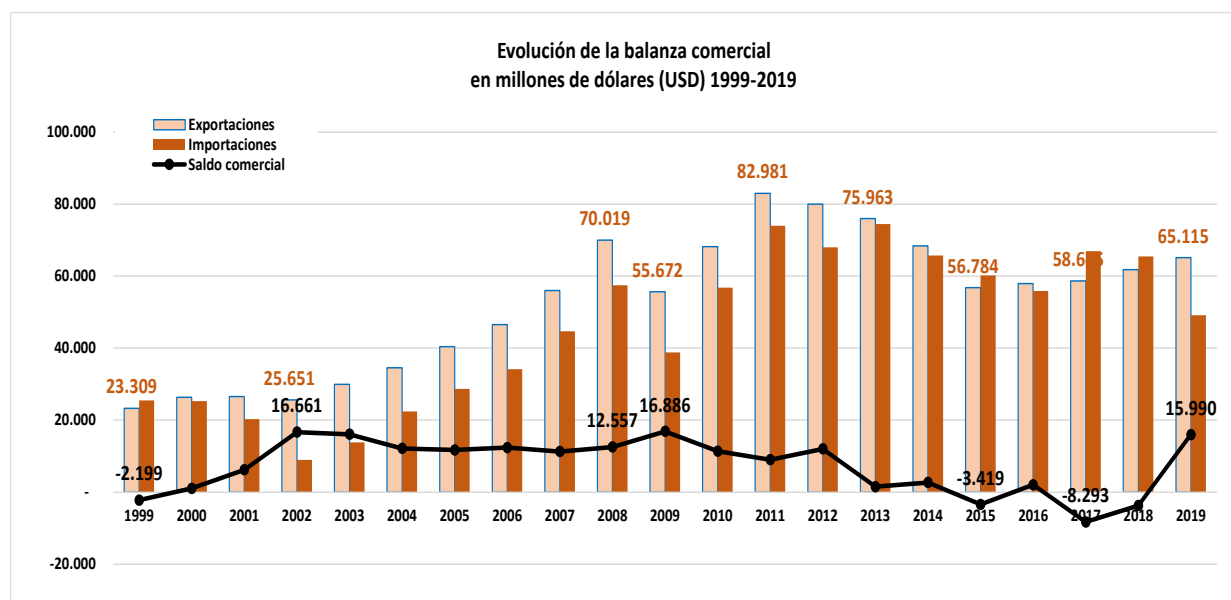
Fuente: Elaboración propia en base a datos del BCRA.

La evolución del saldo comercial también marcó una dinámica semejante de deterioro en el último tramo del período kirchnerista, aunque con un incremento más acelerado en un comienzo.

Así, se observa una fuerte suba del saldo hacia el año 2002, luego del default de la deuda externa, que más tarde se mantuvo en una tendencia relativamente estable en torno a los 12 mil millones de dólares hasta 2009, cuando se registra un salto que lo lleva a casi 17 mil millones. Posteriormente, el saldo comercial comienza una tendencia descendente hasta 2017, con excepciones puntuales de leves subas, durante 2012, y luego en 2014 y 2016, ya en niveles históricos bajos, mientras que, en 2018, ya con saldos negativos se observa un recorte y en 2019 un nuevo incremento, finalizando la serie en casi 16 mil millones de dólares.

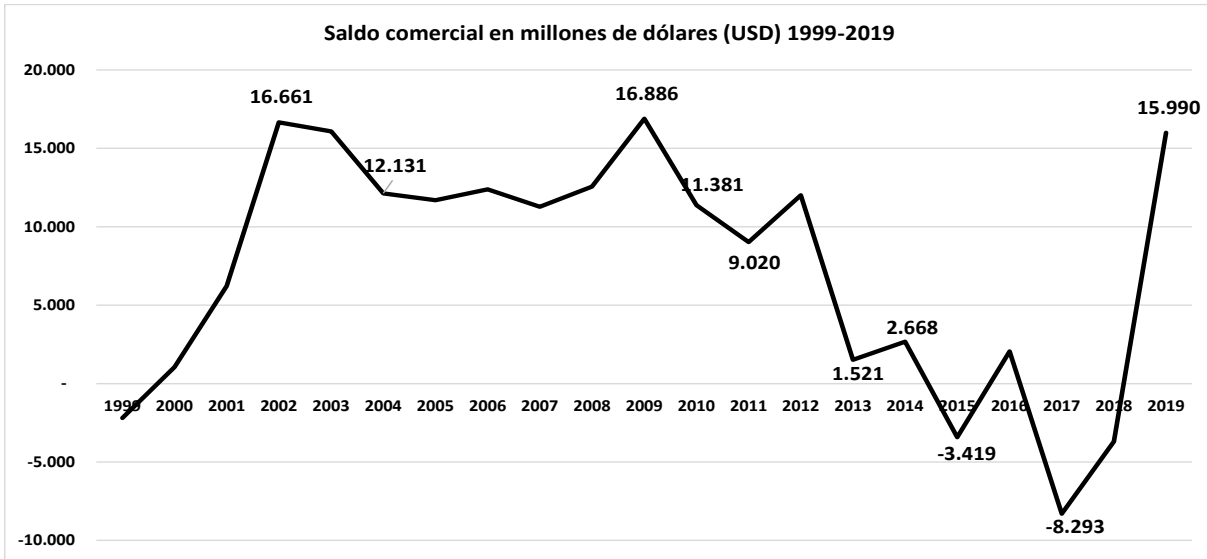
De este modo, la trayectoria del frente externo se mostró virtuosa durante los primeros años de la posconvertibilidad y luego se vio resentida, de modo similar a la del frente fiscal, aunque un poco antes en el tiempo, ya promediando el primer mandato de Cristina Fernández de Kirchner y más visiblemente durante comienzos del segundo. Asimismo, durante el gobierno de Cambiemos la tendencia descendente continuó, alcanzando incluso el déficit comercial más alto del período en 2017, luego de haberse registrado ya en 2015 pero a un valor menor.

Gráfico 4. Evolución de la balanza comercial en millones de dólares estadounidenses (USD) 1999-2019



Fuente: Elaboración propia en base a datos del INDEC.

Gráfico 5. Evolución del saldo comercial en millones de dólares estadounidenses (USD) 1999-2019



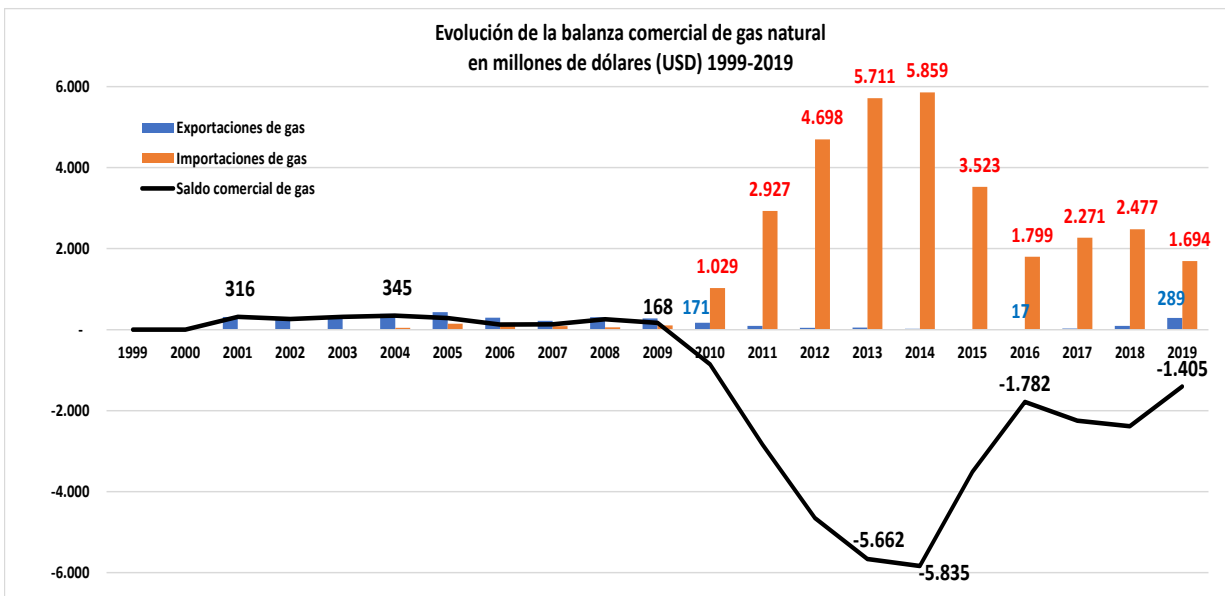
Fuente: Elaboración propia en base a datos del INDEC.

La dinámica de las variables observadas tuvo relación con el sector energético y el mercado gasífero en la medida en que este sector, motivado por la situación de congelamiento tarifario extendido y de estancamiento/baja en la producción local, fue demandando más gasto público en servicios económicos y en concepto de energía, así como también fue demandando más divisas para afrontar importaciones. Así, a partir de 2010, principalmente como consecuencia de un mayor aumento de las importaciones, el saldo comercial fue reduciéndose, en una tendencia que se interrumpió solo en 2012, 2014 y 2016.

Las importaciones de gas también registraron un aumento considerable a partir de ese mismo año, y fuertemente hasta 2014, cuando se destinaron casi 6 mil millones de dólares. Luego, las importaciones de gas experimentaron un descenso notable en 2015 y 2016, aunque mantuvieron el déficit de la balanza comercial gasífera en más de 1,7 mil millones de dólares este último año. Finalmente, el déficit comercial gasífero impulsado por las importaciones continuó en niveles relativamente estables, aunque con variaciones, en torno a los 1,5 mil millones de dólares hasta 2019.

Por su parte, las exportaciones se mantuvieron en un bajo nivel durante todo el período analizado, aunque disminuyeron más visiblemente hasta 2017 (valores mínimos de la serie). Si bien desde 2010 y hasta 2018 los valores alcanzaron solo dos dígitos, a partir de 2018 volvieron a crecer y en 2019 retornaron a los tres dígitos, alcanzando niveles similares a los observados de 2002 a 2009, de un promedio cercano a los 300 millones de dólares anuales.

Gráfico 6. Evolución de la balanza comercial de gas en millones de dólares estadounidenses (USD) 1999-2019



Fuente: Elaboración propia en base a datos de importaciones CIF y exportaciones FOB de gas natural de la Secretaría de Energía de la Nación.

En sintonía con la dinámica observada con el comercio exterior a nivel agregado, en el mercado gasífero las importaciones fueron tomando un rol cada vez más destacado hacia el final del primer mandato de CFK, demandando un mayor volumen de dólares y generando desequilibrios en el sector externo, en gran parte como consecuencia del funcionamiento divisa-dependiente de la estructura productiva local (Schorr y Wainer, 2014; Kulfas, 2016; Navajas, 2015; Einstoss, 2020).

En este sentido, y teniendo en cuenta la evolución del total de las importaciones de bienes y servicios, las importaciones de gas tuvieron una incidencia menor a un 1% desde 1999 a 2009. Sin embargo, a partir de 2010 la incidencia en el total de importaciones creció considerablemente, alcanzando en 2010 un 1,8%; en 2012 un 6,9% y en 2014 un 8,9%, el máximo de toda la serie expuesta. En 2015, el último año de gobierno kirchnerista, luego de la política sectorial de incentivos a la producción local de 2012 y 2013 (nacionalización de YPF, Plan Gas, Barril criollo, entre otras¹⁶³) y del reordenamiento tarifario de 2014, la incidencia de las importaciones de gas sobre el total comenzó a reducirse, alcanzando el 5,9%. Esta tendencia continuó en 2016, al tiempo que desde allí en adelante se mantendría relativamente estable, representando en promedio un 3,4% del total hasta 2019.

Observamos entonces que las importaciones de gas, siguiendo un camino similar al total de las importaciones (cuyo pico máximo se dio en 2013), y en el marco de una trayectoria de déficits crecientes en el frente externo y en el frente fiscal sobre todo al comienzo del segundo

¹⁶³El detalle de estas medidas fue explicitado en los capítulos 2 y 3.

mandato de CFK, crecieron desde 2010 hasta alcanzar los valores máximos de las últimas dos décadas en 2014, mientras que luego descendieron nuevamente, para finalizar la serie a menos de la mitad de este valor en 2019 (ubicándose a niveles menores que en 2011).

Cuadro 1. Evolución del total de importaciones (1) y de las importaciones de gas (2) en millones de dólares estadounidenses (USD). Incidencia (%) de (2) en (1) 1999-2019

AÑO	TOTAL IMPORTACIONES (1)	IMPORTACIONES DE GAS (2)	% (2) EN (1)
1999	25.508	-	0,0%
2000	25.280	-	0,0%
2001	20.320	-	0,0%
2002	8.990	3,1	0,0%
2003	13.851	2,1	0,0%
2004	22.445	47,4	0,2%
2005	28.687	145,7	0,5%
2006	34.154	170,8	0,5%
2007	44.707	85,5	0,2%
2008	57.462	54,3	0,1%
2009	38.786	107,3	0,3%
2010	56.793	1.029,3	1,8%
2011	73.961	2.927,0	4,0%
2012	67.974	4.697,9	6,9%
2013	74.442	5.711,5	7,7%
2014	65.736	5.858,6	8,9%
2015	60.203	3.523,1	5,9%
2016	55.852	1.799,4	3,2%
2017	66.938	2.271,5	3,4%
2018	65.483	2.476,9	3,8%
2019	49.125	1.694,0	3,4%

Fuente: Elaboración propia en base a datos del INDEC y a datos de la Secretaría de Energía de la Nación. importaciones CIF y exportaciones FOB de gas natural.

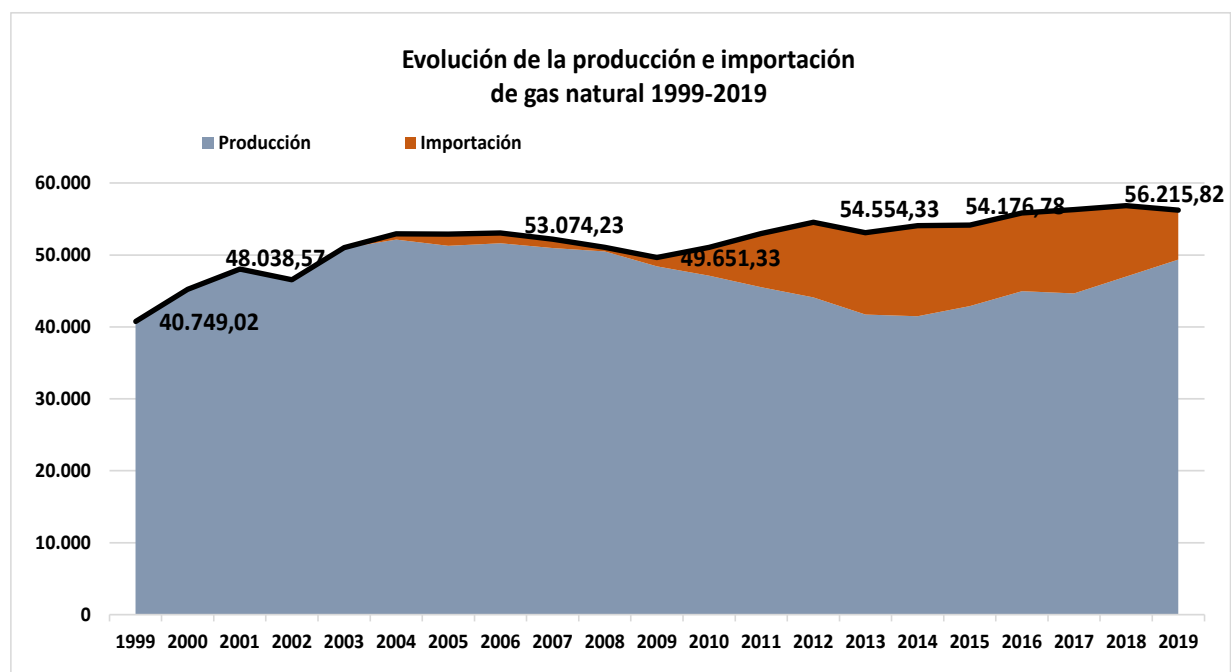
Evolución sectorial: producción local e importaciones (1999-2019)

La evolución observada en las importaciones de gas impactó directamente en la dinámica sectorial, en la medida en que modificó la composición de la oferta de gas destinada al mercado interno, cuando la producción local comenzó a mostrar límites para el abastecimiento de la demanda final (Serrani y Barrera, 2018). Esto implicó, como hemos visto más arriba, mayor gasto de divisas en importaciones, en paralelo a un mayor gasto fiscal en energía en el marco de un período extendido de congelamiento tarifario.

Durante la convertibilidad, la producción de gas local logró el autoabastecimiento, en un régimen caracterizado por condiciones privilegiadas de operación para el sector, principalmente por la dolarización de los precios y tarifas y por contar con un régimen de actualización tarifaria de acuerdo a un índice de precios extranjero, en el marco de una economía doméstica desindexada y con otra evolución de precios relativos. Esta situación de

autonomía se prolongó prácticamente hasta 2004, cuando comenzaron a tener mayor presencia las importaciones para cubrir la demanda gasífera del mercado interno.

Gráfico 7. Evolución de la producción y las importaciones en MMm3 1999-2019



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

A partir de este año observamos una mayor participación de las importaciones, primero en proporciones bajas, en paralelo al estancamiento de la producción local, que venía mostrando una tendencia ascendente desde los años finales de la convertibilidad, pasando de más de 40.000 MMm3 en 1999 a estabilizarse en torno a los 50.000 MMm3 después de 2003 y hasta 2008. Luego, desde 2009, las importaciones comienzan a tener una mayor incidencia, creciendo hasta alcanzar en 2014 más de 12.500 MMm3, mientras que la producción local bajaba concomitantemente su participación en la oferta, volviendo a alcanzar en 2014 valores cercanos a los de 1999, con un volumen de más de 41.000 MMm3.

Posteriormente a 2014 esta tendencia se revierte. Por un lado, la producción vuelve a crecer, con la excepción de la leve caída de 2017, hasta alcanzar nuevamente valores cercanos a los 50.000 MMm3 del 2003 en 2019; y por el otro lado, las importaciones disminuyen su participación en el total de la oferta de gas, hasta alcanzar en 2019 casi 7.000 MMm3, niveles menores a los registrados en 2011.

Cabe señalar que este proceso de reversión de la tendencia declinante de la producción local y de aumento de importaciones en la oferta total se inició con una serie de intervenciones estatales que buscaron corregir los desequilibrios macroeconómicos que venían manifestándose en el frente fiscal y externo, así como los desequilibrios del propio sector, que evidenciaban una disminución de la capacidad de autoabastecimiento energético.

Estas intervenciones¹⁶⁴ se orientaron fundamentalmente a la actualización de precios y tarifas de gas, que permitiría recomponer las cuentas empresariales del sector privado en toda la cadena gasífera (sobre todo en el segmento productor, como hemos visto en el capítulo 3), y a la implementación del Plan Gas, en el marco de la nacionalización de YPF, lo que buscaba incentivar la producción local y reducir el peso de las importaciones. Más tarde, ya bajo la administración de Cambiemos, las nuevas versiones del Plan Gas y el sendero de aumentos tarifarios en el contexto de los Acuerdos de Renegociación de licencias y RTI para los servicios de gas y electricidad, provocó que la reversión del declino de la producción y del aumento de importaciones se acelerara, en el marco de una oferta total que también se incrementaba.

Cuadro 2. Evolución de la producción e importaciones en MMm3 e incidencia (%) sobre el total 1999-2019

AÑO	(1) = (2) + (3)	PRODUCCIÓN (2)	IMPORTACIÓN (3)	% (2) EN (1)	% (3) EN (1)
1999	40.749,02	40.749,02	-	100,0%	0,0%
2000	45.211,56	45.211,56	-	100,0%	0,0%
2001	48.038,57	48.038,57	-	100,0%	0,0%
2002	46.556,56	46.457,10	99,46	99,8%	0,2%
2003	51.032,98	50.947,74	85,24	99,8%	0,2%
2004	52.961,12	52.156,99	804,13	98,5%	1,5%
2005	52.889,10	51.278,60	1.610,50	97,0%	3,0%
2006	53.074,23	51.645,77	1.428,46	97,3%	2,7%
2007	52.209,70	50.971,15	1.238,55	97,6%	2,4%
2008	51.046,69	50.488,26	558,43	98,9%	1,1%
2009	49.651,33	48.419,25	1.232,08	97,5%	2,5%
2010	51.075,13	47.107,58	3.967,55	92,2%	7,8%
2011	52.993,00	45.527,55	7.465,44	85,9%	14,1%
2012	54.554,33	44.123,69	10.430,64	80,9%	19,1%
2013	53.109,38	41.708,29	11.401,09	78,5%	21,5%
2014	54.060,99	41.484,03	12.576,97	76,7%	23,3%
2015	54.176,78	42.905,53	11.271,25	79,2%	20,8%
2016	55.859,15	44.987,83	10.871,32	80,5%	19,5%
2017	56.325,75	44.656,66	11.669,09	79,3%	20,7%
2018	56.851,06	47.021,21	9.829,85	82,7%	17,3%
2019	56.215,82	49.350,48	6.865,33	87,8%	12,2%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Considerando este proceso, la producción local cubrió durante el último tramo de la convertibilidad la demanda del mercado interno, prácticamente sin incidencia de importaciones. A partir del 2002 las importaciones comenzaron a tener una participación muy

¹⁶⁴ Detalladas en el capítulo 2 y 3.

pequeña que no sobrepasó el 3% hasta 2009. Desde allí, las importaciones aumentaron su incidencia en la oferta de gas hasta llegar en 2014 a más del 23%, en tanto la producción local abastecía un 77% de la demanda. Luego, si bien los porcentajes de participación de las importaciones se redujeron, permanecieron en torno al 20% hasta el 2017. Los últimos dos años expuestos, de la mano de la implementación del Plan Gas 4 y los incrementos de precios y tarifas que trajo aparejada la RTI, la reducción fue más pronunciada, llegando en 2019 a representar un 12% de la oferta de gas destinada al mercado interno, mientras que la producción llegaba a representar el 88%, el mayor valor porcentual desde 2010.

De este modo, como hemos visto para las otras variables del frente fiscal y externo analizadas anteriormente, en este caso también los desequilibrios sectoriales comenzaron a hacerse más visibles desde la fase final del segundo gobierno kirchnerista. En esta oportunidad, esto se dio desde 2009 en adelante y comenzó a mostrar reversión a partir de 2015.

Una evolución similar también pudo observarse en las variables económico-financieras de las empresas del sector, dando cuenta así de la relación que tuvo la intervención estatal en las variables macroeconómicas asociadas al área energética con la dinámica del sector. En particular, observaremos de qué manera se expresó esta articulación en el segmento distribuidor del mercado del gas.

Evolución de variables clave para el análisis del desempeño económico-financiero de Metrogas (1999-2019)

Como hemos observado en capítulos previos, durante la convertibilidad, dentro del mercado del gas, el segmento distribuidor en particular tuvo condiciones de operación privilegiadas, con tarifas dolarizadas y cuya actualización se realizaba de acuerdo al PPI, de Estados Unidos. Estas condiciones de operación se tradujeron en altos ingresos y rentabilidad, y en una recuperación de las inversiones con respecto a la fase final de la gestión estatal de los servicios públicos (Azpiazu y Schorr, 2001; Gerchunoff, Greco y Bondorevsky, 2003) y particularmente en el mercado del gas.

Una vez abandonado el régimen convertible, la economía argentina sufrió fuertes transformaciones que se expresaron en el reordenamiento general de las variables que marcaron de allí en adelante a la macroeconomía de la posconvertibilidad, también detalladas en capítulos previos. Fundamentalmente, dos de ellas impactaron de forma directa en el desempeño económico-financiero de todas las empresas del sector gasífero. Por un lado, el nuevo régimen cambiario con un tipo de cambio real alto; y por el otro, la renegociación de licencias de los servicios públicos junto con la pesificación de las tarifas y la suspensión de las actualizaciones fijadas en el esquema regulatorio anterior (Schorr y Wainer, 2014; CENDA, 2010; Serrani, 2019; Einstoss, 2020).

Este impacto se dio particularmente en los segmentos regulados de la cadena, en la medida en que los procedimientos establecidos para la actualización tarifaria de acuerdo al Marco Regulatorio de la actividad, diseñados en función de las condiciones vigentes en el régimen de los años noventa, comenzaron a alterarse. Así, si bien en el último tramo de este período la

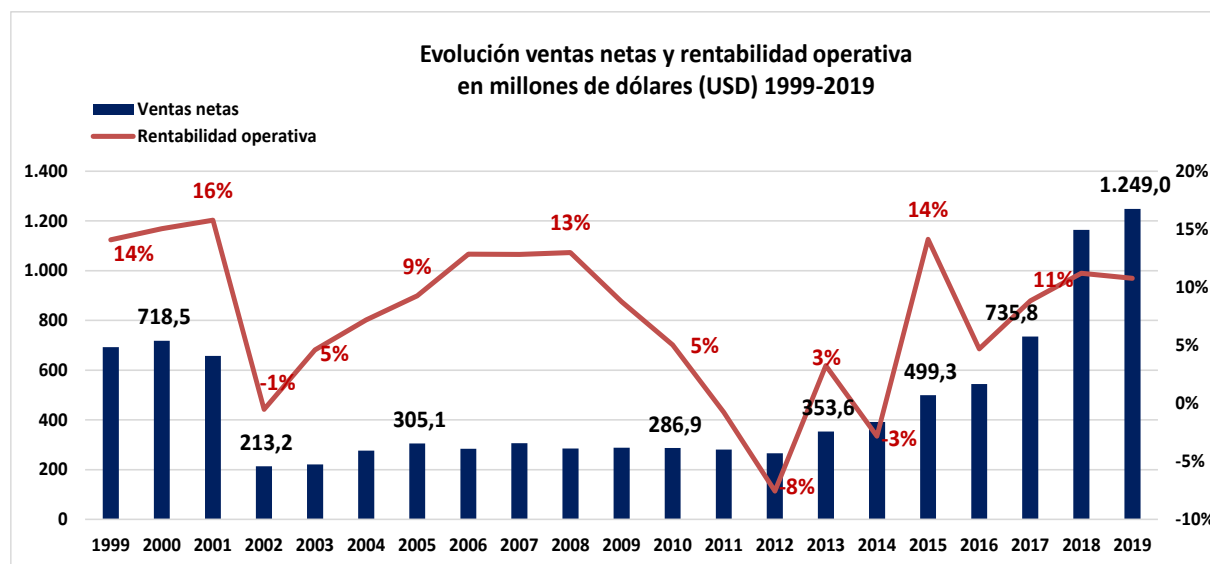
actualización semestral de tarifas se había suspendido, luego, con la sanción de la Ley de Emergencia Pública y las nuevas condiciones normativas esta situación se consolidó, mientras se llevaba a cabo la renegociación de licencias con el Estado Nacional.

El nuevo escenario macroeconómico configurado luego de la crisis (Einstoss, 2020; Serrani y Barrera, 2018, CENDA, 2010; Urbiztondo, 2016), en conjunto con la nueva articulación que tuvo la intervención económica estatal y la acción empresaria del segmento distribuidor impactó en la ecuación económico-financiera de las empresas del sector, en particular en el caso de Metrogas.

De esta forma, la compañía, que como parte de las empresas de servicios públicos registró durante la convertibilidad altos niveles de ingresos y de rentabilidad, acompañados de una recuperación de las inversiones respecto de los últimos años de gestión estatal, pasó a registrar una disminución en todas estas variables durante los primeros años post crisis.

En términos generales, todas ellas adquirieron un nivel menor al de los años noventa, con algunas variaciones que estuvieron en sintonía con las distintas etapas posconvertibilidad, detalladas en el capítulo anterior (2003-2006; 2007-2011 y 2012-2015). Ya con el gobierno de Cambiemos, el intento de normalización acelerada del mercado gasífero, las nuevas actualizaciones tarifarias y la efectivización de la renegociación de las licencias en conjunto con la RTI de 2017, produjeron un nuevo incremento general hasta 2019.

Gráfico 8. Evolución de ingresos (ventas netas) de Metrogas en millones de dólares estadounidenses (USD) y rentabilidad operativa (%) 1999-2019



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas.

De acuerdo a los estados contables y financieros de la empresa¹⁶⁵, los ingresos, que se encontraban alrededor de los 700 millones de dólares durante los años finales de la convertibilidad, disminuyeron fuertemente a partir de 2002, en el orden de un 70%, fundamentalmente como producto del impacto de las alteraciones del tipo de cambio y la suspensión de las actualizaciones tarifarias.

Luego de la caída del 2002, los ingresos comenzaron a recuperarse levemente en el marco de la estabilización de las principales variables macroeconómicas y las medidas tomadas con el objetivo de reordenar el mercado gasífero, entre las cuales se encontraba la fijación de los primeros cargos tarifarios (los llamados “cargos fideicomiso”) a través del Decreto N° 180/04, que financiarían obras de infraestructura de transporte y distribución, manteniéndose en un promedio de 290 millones de dólares de 2004 a 2010. Los dos años siguientes los ingresos descenderían y posteriormente volverían a incrementarse en dos etapas: la primera, de 2013 y hasta 2015, con los efectos del establecimiento del cargo por FOCEGAS, mediante la Resolución ENARGAS N° 2.704/12, de los aumentos tarifarios instrumentados en 2014 y de la Asistencia Económica Transitoria de 2015; y la segunda, luego de 2016, con los cambios regulatorios y las actualizaciones tarifarias implementadas por el gobierno de Cambiemos, que terminarían de formalizarse en la nueva RTI de 2017 (aunque aquí también se registró la contribución de la Asistencia Económica Transitoria del Estado Nacional en 2016).

Por su parte, la rentabilidad operativa (resultado operativo/ventas netas) tendría una evolución en un sentido similar al de los ingresos, pero con una recomposición más rápida durante los años post crisis, que permitió alcanzar niveles cercanos a los elevados valores registrados durante los años noventa. Así, en 2004 y 2005 la rentabilidad alcanzó el 7% y 9%, respectivamente, y desde 2006 y hasta 2008 se ubicó en un 13%, valor cercano a los observados durante la convertibilidad, en un período de reordenamiento del mercado gasífero.

Más tarde, si bien en 2009 había disminuido levemente, desde 2010 hasta 2012 la rentabilidad operativa disminuyó de forma continua, alcanzando valores negativos en 2011, 2012 y 2014, mientras que en 2013 y 2015 se presentaron incrementos, que en el primer caso tuvieron que

¹⁶⁵ Es importante tener en cuenta que a partir de 2018 los valores de las variables expuestas en este capítulo sufrieron alteraciones como producto de modificaciones normativas que impactaron en los estados contables de las empresas. En este sentido, a partir de este año la Argentina comenzó a ser considerada una economía inflacionaria, en los términos de las normas contables profesionales utilizadas por organismos internacionales.

Más precisamente, esto implicaba que de acuerdo a la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 29, en un contexto de alta inflación los estados financieros debían presentarse a las autoridades correspondientes en una unidad de medida corriente (moneda de cierre del período sobre el que se informa).

Por esta razón los valores de 2018 y 2019, surgidos de los estados contables de las empresas distribuidoras, incluyen un ajuste por un índice de precios combinado que reflejara la inflación anual (combinación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) y el IPIM, INDEC).

Así, a través de la Ley N° 27.468, se derogó el Decreto N° 664/03 del PEN, que prohibía a los organismos oficiales (entre ellos, la Comisión Nacional de Valores) recibir estados financieros ajustados por inflación. En consecuencia, la Resolución General N° 777/18 de la Comisión Nacional de Valores, estableció que los estados financieros anuales, por períodos intermedios y especiales que cerraran a partir del 31 de diciembre de 2018 inclusive, debían presentarse ante ese organismo de control en moneda homogénea.

ver principalmente con una mayor facturación por la implementación del cargo por el FOCEGAS, y en el segundo caso con los ingresos provenientes de los aumentos tarifarios del año anterior y de la Asistencia Económica Transitoria efectuada ese año por el Estado Nacional, con el objetivo de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio y a cuenta de la RTI.

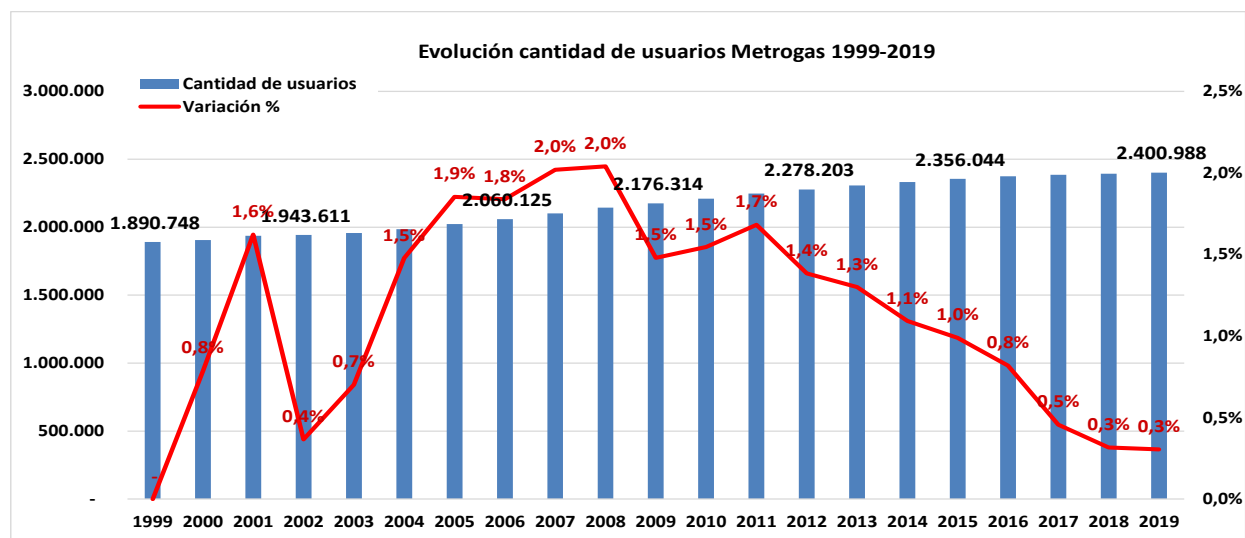
Ya desde 2016 en adelante la rentabilidad operativa volvió a crecer hasta alcanzar niveles superiores al 10% al final del período, cercanos a los de fines de la convertibilidad y los mejores años de la posconvertibilidad (2005 a 2009), principalmente como consecuencia de las actualizaciones tarifarias y la normalización acelerada del mercado gasífero realizada en el marco de la RTI.

Cabe señalar que la evolución de los ingresos comentada anteriormente refleja el producto de una ecuación de ventas que multiplica precios por cantidades, ambos conceptos con una evolución propia durante este período. En ese sentido, y para realizar un análisis consistente, debemos considerar no solo al factor de los precios (en este caso, las vicisitudes del factor tarifario) sino también el factor de las cantidades involucradas (en este caso, las vicisitudes de los volúmenes entregados) en las ventas netas de la empresa. De este modo, podremos distinguir con más claridad en qué medida incidieron cada uno de estos conceptos dentro de la ecuación en las variaciones que experimentaron los ingresos durante el período observado.

Para observar cómo evolucionaron las cantidades vendidas por Metrogas, se consideran dos indicadores adicionales que también impactan en las variaciones de volúmenes entregados. Consideraremos entonces la cantidad de usuarios abastecidos y los kilómetros de cañería (expansión de la red)¹⁶⁶ además de los volúmenes entregados.

Gráfico 9, 10 y 11. Evolución de la cantidad de usuarios, kilómetros de cañería y volumen de gas entregado en MMm3/día 1999-2019

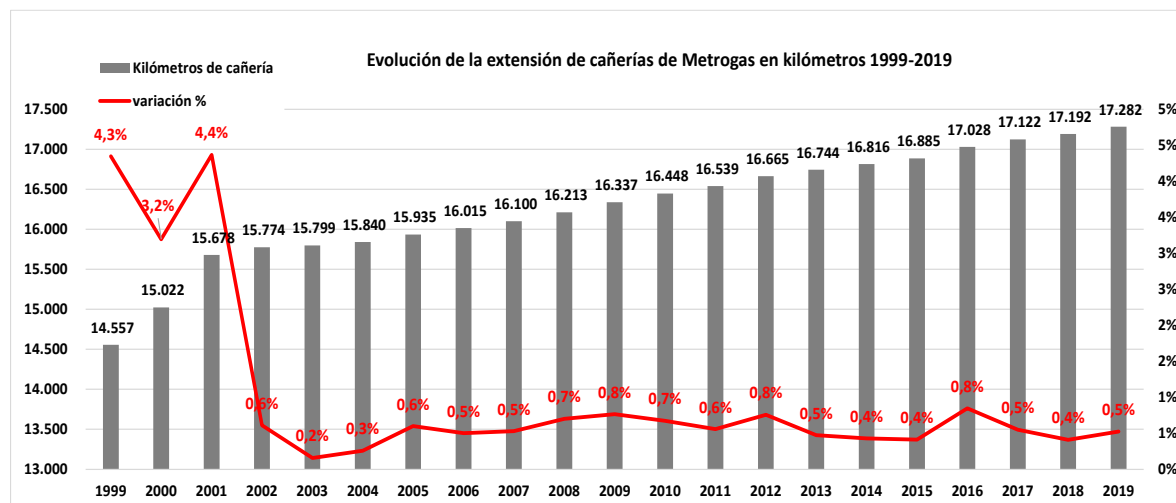
Gráfico 9. Cantidad de usuarios



¹⁶⁶ Se consideran los distintos tipos de cañerías en extensión, longitud y material, que componen el sistema de distribución de cada una de las licenciatarias, en el marco de la normativa técnica NAG-102.

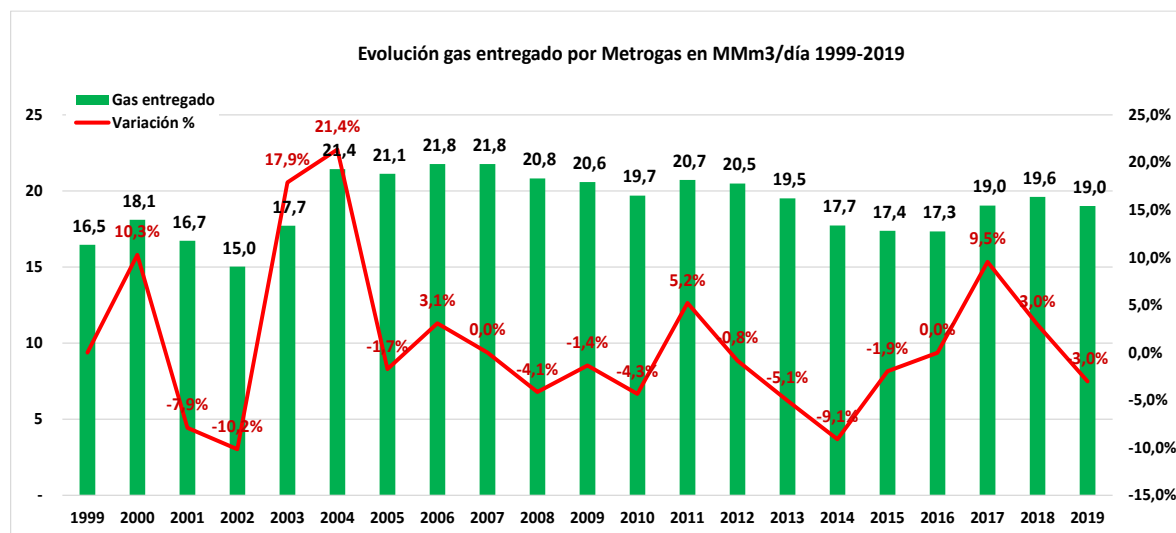
Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS.

Gráfico 10. Kilómetros de cañería



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS.

Gráfico 11. Gas entregado en MMm3/día



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS.

A partir de los valores expuestos se observa que el factor cantidad de la ecuación de los ingresos tuvo distintos momentos a lo largo del período 1999-2019, destacándose su incidencia posteriormente a la crisis de la convertibilidad, cuando la tasa de incorporación de usuarios a la red alcanza valores más elevados y el volumen de gas entregado también se mantiene en los valores más altos de la serie.

De esta forma, entre 2004 y 2012, Metrogas incorporó usuarios a la red a un promedio de 1,7% anual y entregó gas a un promedio de 21 MMm³/día. Sin embargo, dentro de este lapso, el ritmo de incorporación de usuarios comenzó a disminuir en 2009, para continuar en tendencia decreciente hasta el final (siempre con valores positivos¹⁶⁷), con excepción de las ligeras subas de 2010 y 2011. En el caso del gas entregado, el descenso comenzó en 2008, y luego la tendencia descendente fue más tenue e intermitente, con subas en 2011 y 2012, así como en 2017 y 2018. Por su parte, la extensión de cañerías evidenció una expansión considerable durante los años noventa y a fines de la convertibilidad, mientras que luego, de 2002 a 2019 la tasa de incremento no sufrió grandes alteraciones y se mantuvo relativamente constante a un promedio del 0,5% anual.

Por lo tanto, es posible visualizar que dentro de la ecuación de ingresos el factor cantidad tuvo cierta influencia durante los primeros años de la posconvertibilidad (teniendo en cuenta los incrementos en la incorporación de usuarios y en el volumen de gas entregado, así como el impacto diferido de los incrementos en la extensión de cañería) y luego más marginalmente durante 2017 y 2018, en el marco de la implementación de la RTI, cuando se registran subas en el gas entregado.

Es así como los altos ingresos y rentabilidad operativa observados durante los años noventa y hacia los años finales de la convertibilidad, tuvieron lugar en un escenario en el que los precios (el factor tarifario) se encontraban dinámicos y con actualizaciones periódicas, en dólares y en base a la evolución de los precios estadounidenses; acompañados de un aumento también en cantidades por las variaciones observadas en los volúmenes entregados.

Luego, a la salida de la convertibilidad y con el congelamiento tarifario, la recuperación en los ingresos y en la rentabilidad operativa estuvo acompañada por una mayor entrega de volúmenes, a raíz del impacto de los incrementos en la extensión de cañerías realizada durante los años previos, que trajo aparejada una mayor tasa de incorporación de usuarios. Dado que el factor tarifario no incidió en estos incrementos (por la vigencia del congelamiento), las mejoras de estas variables se debieron principalmente al factor cantidad (volúmenes entregados) de la ecuación.

Cuando los ingresos y la rentabilidad operativa comenzaron a descender, en los años 2010, 2011 y 2012, la incorporación de usuarios y el volumen de gas entregado siguieron la misma tendencia, en el marco de un congelamiento tarifario que continuaba vigente y de cierta aceleración inflacionaria, que impactó también en el deterioro más marcado de la rentabilidad de la empresa como consecuencia de mayores gastos combinados con ingresos decrecientes.

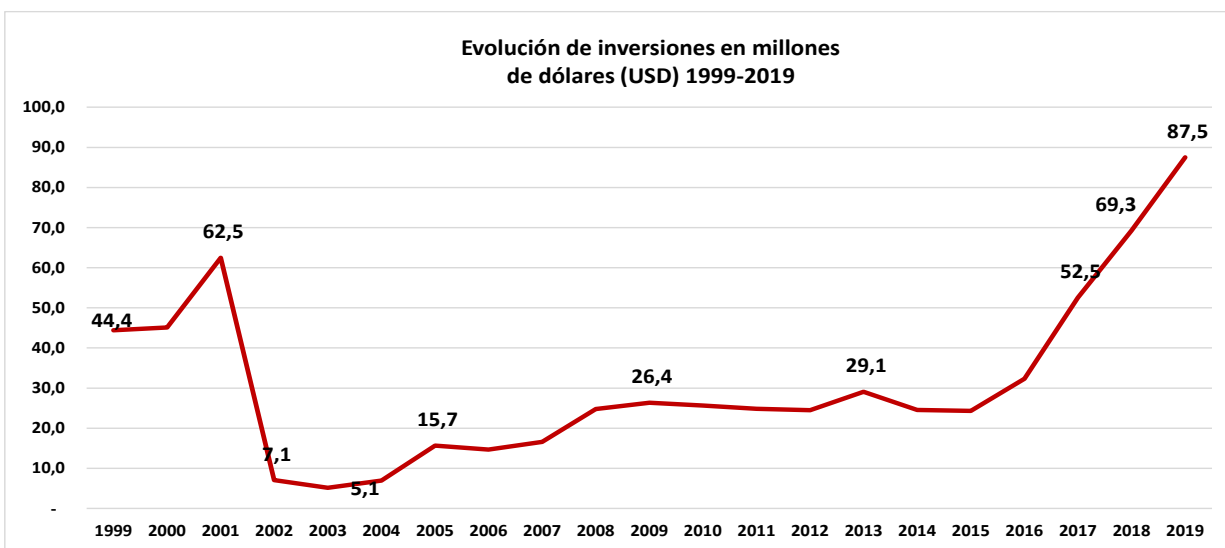
Más tarde, la recuperación de los ingresos y de la rentabilidad operativa, observada desde 2013 en adelante¹⁶⁸ volvió a estar impulsada fundamentalmente por el factor tarifario, a raíz del

¹⁶⁷ La red de distribución de gas se caracteriza por experimentar un crecimiento vegetativo, asociado al incremento poblacional, lo que implica que siempre se observe una mayor cantidad de usuarios en la evolución anual. La diferencia está dada por el ritmo de esta expansión, observado en las tasas de incorporación descriptas.

¹⁶⁸ Corresponde despejar de esta recuperación de la rentabilidad operativa las excepciones de 2014, cuando se registraron pérdidas a pesar de las actualizaciones tarifarias, así como 2015 y 2016, cuando se registraron ingresos

impacto de la facturación del cargo por el FOCEGAS, las actualizaciones tarifarias de 2014, que sin embargo no evitaron la pérdida operativa ese año, y las posteriores a 2016, además del rol de las Asistencias Económicas Transitorias del Estado Nacional. Por su parte, el factor cantidad de la ecuación no tuvo mayor incidencia, en tanto los volúmenes entregados mostraron un leve incremento desde 2017.

Gráfico 12. Evolución de las inversiones en activos fijos¹⁶⁹ de Metrogas en millones de dólares estadounidenses (USD) 1999-2019



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas.

Respecto de la evolución de las inversiones, también es posible observar una trayectoria similar a la descrita con los ingresos y en segundo lugar con la rentabilidad operativa, alcanzando hacia fines de la convertibilidad valores altos en términos históricos, que representaron entre 44 y 62 millones de dólares destinados a activos fijos. Con la crisis, las inversiones descendieron visiblemente en 2002 y 2003, y luego fueron recuperando terreno progresivamente, más notorio entre 2005 y 2009 (los años de mayor rentabilidad operativa y mayor expansión de la red de la posconvertibilidad), cuando pasaron de 15 a 26 millones. Desde allí este valor se mantuvo relativamente estable, más allá de la leve suba de 2013, hasta 2016, cuando experimenta un nuevo sendero de incrementos interanuales más marcados hasta 2019. De allí que en 2017 se alcanzaran niveles similares a los observados para los años de la convertibilidad, en el marco de las nuevas actualizaciones tarifarias y la mencionada normalización regulatoria del sector con la implementación de la RTI.

provenientes de las Asistencias Transitorias del Estado Nacional y que hubieran desencadenado en otra pérdida en 2015 si no se los tuviera en cuenta.

¹⁶⁹ De acuerdo información referida a los bienes de uso, surgida del Anexo A y la Nota 10 - Propiedades, Planta y Equipo - de los estados financieros de la empresa. La inversión en activos fijos considera bienes no destinados a comercialización, sino para la explotación de la empresa, entre los que se destacan los relativos a la maquinaria y equipo.

Así, al comparar las trayectorias de las tres variables mencionadas (ingresos, rentabilidad operativa e inversiones), observamos que la segunda de ellas se recuperó más rápidamente que los niveles de ingresos e inversiones luego de la crisis, alcanzando niveles del 5% o superiores del 2003 al 2010, lo que surge como una consecuencia de ingresos por ventas que, más allá de las variaciones que experimentaron (con leves caídas en 2006, 2008 y 2010), lograron cubrir los costos operativos así como los gastos administrativos y de comercialización, manteniendo un margen superior al 5%.

Cabe destacar que, durante los primeros años de la posconvertibilidad, como se ha visto con la dinámica de los volúmenes entregados, las ventas aumentaron como producto de un mercado en recomposición (¿un nuevo mercado gasífero? (2003-2006))¹⁷⁰ por el lado de la demanda. Desde 2004 a 2010 estas mantuvieron una tendencia relativamente estable, de un promedio de 290 millones de dólares, y luego de descensos en 2011 y 2012, en 2013, volvieron a registrar aumentos, en un contexto tarifario que todavía exhibía algunas trabas para la efectivización de actualizaciones generales para el sector.

Por otro lado, y observando más precisamente la evolución de la rentabilidad operativa, las subas observadas desde 2003 a 2005 se dieron como producto de un mayor incremento de las ventas respecto de los costos de operación, que se incrementaron levemente por debajo de aquellas (promedio del 12,7% vs. promedio del 13,1%) y de los gastos administrativos y de comercialización, que en el promedio de estos años disminuyeron casi un 6%.

Luego, la rentabilidad operativa continuó aumentando, pero sobre una base considerablemente menor de ventas, en una tendencia de relativa estabilidad. Es por ello que de 2006 a 2010 las disminuciones en las ventas se vieron acompañadas por costos de operación que se mantuvieron o disminuyeron en aún mayores proporciones, mientras que los gastos administrativos y de comercialización experimentaron aumentos en todos los casos (promedio del 12%), aunque sin impactar negativamente en el resultado operativo. La rentabilidad se mantuvo entonces en niveles iguales o superiores al 5% durante estos años, e incluso en algún caso permaneció en los niveles más altos a pesar de registrarse menores ventas que el año anterior (2008).

Sin embargo, más visiblemente de 2011 hasta 2013 los niveles de rentabilidad operativa cayeron hasta alcanzar los mínimos valores de todo el período observado en 2012, como hemos marcado más arriba, a raíz de la combinación de caídas en las ventas con incrementos cada vez más considerables de los gastos administrativos y de comercialización, mientras que los costos operativos también aumentaban, pero ligeramente. Desde 2013, esta tendencia comenzó a revertirse a raíz del cobro del cargo tarifario introducido en 2012, los incrementos de tarifas de 2014 y la Asistencia Económica de 2015.

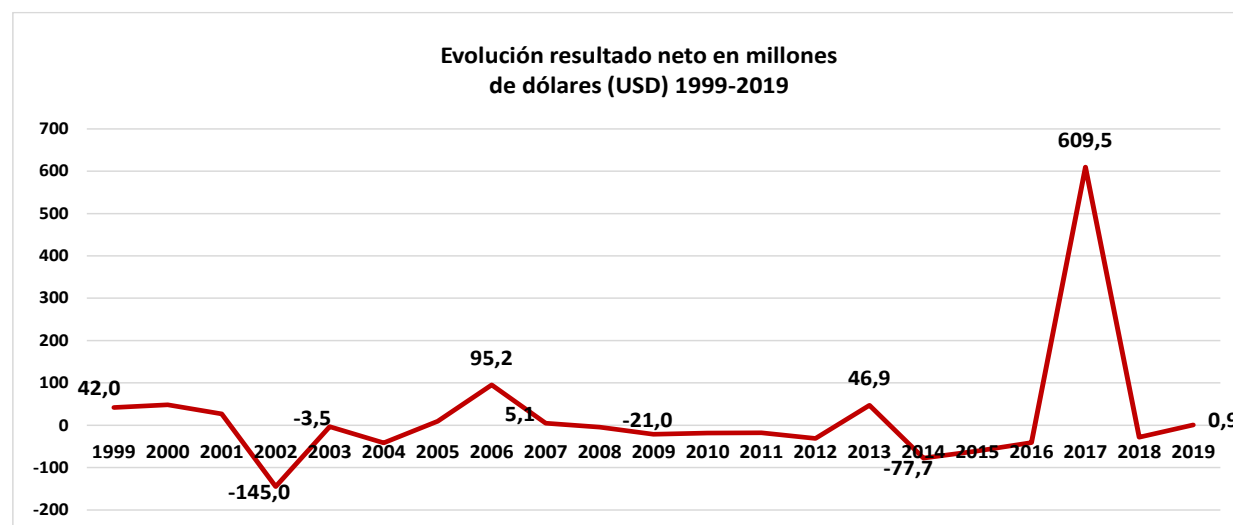
Retornando el análisis integrado de las tres variables analizadas, la nueva intervención económica estatal, con cambios de política tarifaria y regulatoria llevada a cabo por el gobierno de Cambiemos desde 2016 en adelante derivó en la confluencia de las tres variables en una nueva tendencia alcista. En consecuencia, la magnitud de los aumentos tarifarios generó

¹⁷⁰ Ver etapas del capítulo 3.

mayores ingresos en relación a los incrementos de los costos de operación y a los gastos administrativos y de comercialización, que alcanzaron menores proporciones, habilitando así un aumento en el margen de rentabilidad operativa de la compañía y en los montos de inversiones realizadas.

Ahora bien, si en vez de observar la evolución de los resultados operativos de la empresa nos enfocamos en la evolución de los resultados netos, vemos una dinámica diferente.

Gráfico 13. Evolución de resultados finales (netos) de Metrogas en millones de dólares estadounidenses (USD) 1999-2019



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas.

Al igual que las variables descriptas más arriba, los resultados finales (netos) de Metrogas tuvieron valores positivos los últimos años de la convertibilidad, marcando un promedio de 39 millones de dólares por año hasta 2001. A partir de 2002, y como pudimos marcar en el capítulo anterior, las cuentas empresariales se modificaron notablemente en sintonía con los cambios macroeconómicos y socioeconómicos que implicó la crisis de este régimen.

Los resultados finales comenzaron a marcar pérdidas, que fueron muy notorias en 2002 como consecuencia de la combinación del impacto de las diferencias cambiarias en las deudas en moneda extranjera con entidades fuera del sistema financiero argentino; de la inflación en los costos operativos y gastos administrativos y de comercialización; y de la baja de los ingresos como efecto de la disminución de la demanda (volumen entregado en las ventas) y del congelamiento tarifario.

Durante la mayoría de los años del período los resultados netos continuarían en negativo, expresando así una mayor afectación luego de la crisis en comparación con las tres variables analizadas inicialmente (rentabilidad operativa, ingresos e inversiones).

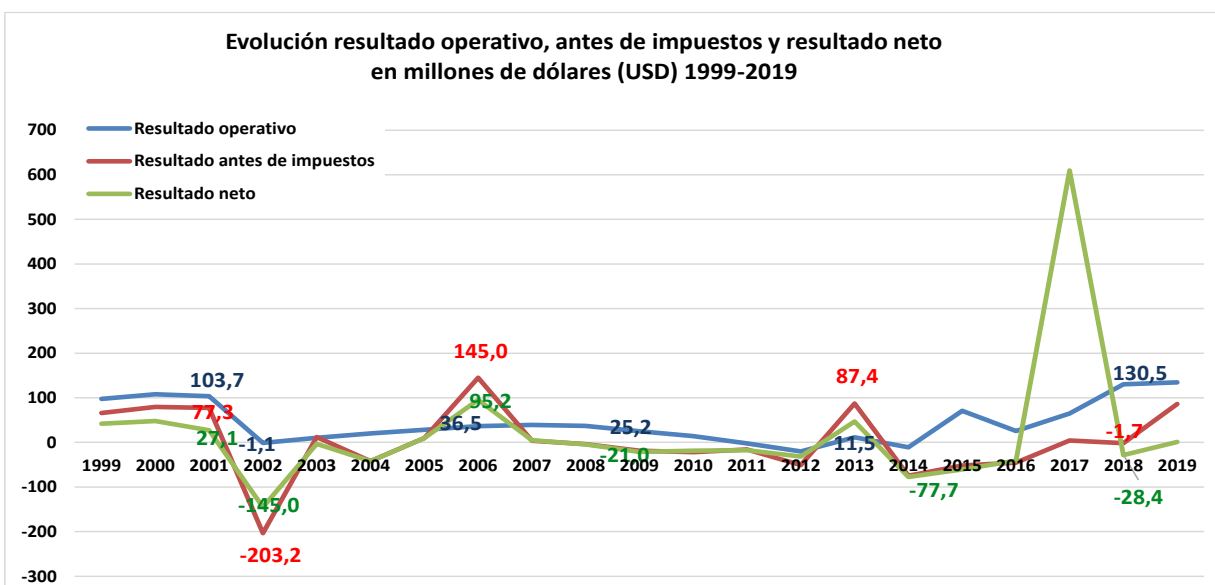
Así, mientras que los años finales de la convertibilidad habían tenido resultados netos positivos, los años siguientes a 2002 evidenciaron una recuperación que llegó a registrar nuevamente ganancias netas desde 2005 a 2007. Los resultados finales adquirieron otra vez

valores negativos de 2008 a 2012, llegando al promedio de 18,5 millones de dólares anuales de pérdidas, y más tarde, en 2014, 2015 y 2016, estas fueron aún más pronunciadas, de un promedio anual de casi 60 millones.

Ya en 2017 y 2019 se observan resultados finales positivos nuevamente, con ganancias netas sobre todo en el primero, en el marco de la implementación de la nueva RTI junto con las actualizaciones tarifarias. Sin embargo, en 2018 volvieron a registrarse pérdidas como producto de los efectos de la crisis cambiaria en el sector, que afectó la cadena de pagos y generó un rápido incremento de costos por la vía inflacionaria. Como parte de este proceso, los resultados finales se vieron alterados en 2018, mientras que en 2019 resultaron positivos, aunque de poca magnitud.

De lo anterior se deriva que, de las variables analizadas, los resultados finales fueron los más afectados luego de la crisis de 2001-2002 durante el reordenamiento del sector, atravesando esta situación incluso durante toda la posconvertibilidad hasta 2019, por lo que vale la pena evaluar más detenidamente las razones de esta evolución. Para ello, observaremos durante todo este período y en términos comparativos estos resultados con los resultados operativos y los resultados antes de impuestos.

Gráfico 14. Evolución de resultados operativos, antes de impuestos y finales (netos) de Metrogas en millones de dólares estadounidenses (USD) 1999-2019



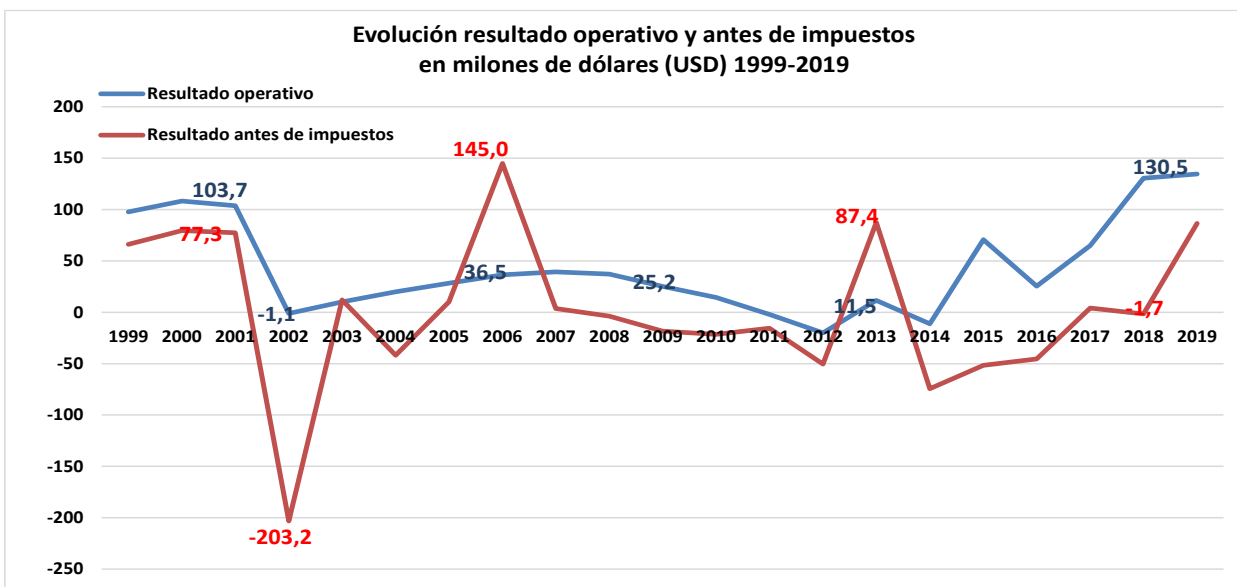
Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas.

Como se puede observar, lo más destacable de la evolución comparada de resultados es que mientras que la línea de los resultados operativos (azul) se mantiene en los niveles más altos respecto de los otros dos durante todo el período, los resultados antes de impuestos (rojo) y los resultados finales (verde) experimentan una evolución muy similar entre sí, con la excepción del año 2017, cuando en los resultados finales impactaron visiblemente el impuesto diferido a las Ganancias y a la Ganancia Mínima Presunta, así como la revaluación de activos, todo en el marco de la RTI, observándose un salto con respecto a la línea de los resultados antes de

impuestos, que presenta un leve ascenso, principalmente como consecuencia del impacto del aumento tarifario que superó al incremento del 130% de los gastos administrativos y de comercialización, en tanto los costos financieros tuvieron una leve caída interanual.

Resulta importante tener en cuenta que luego de los resultados operativos, en los que se obtiene la diferencia entre los ingresos y los costos de operación, y de administración y comercialización, para llegar a los resultados antes de impuestos se descuentan los costos financieros. Con esta distinción, y teniendo en cuenta que los resultados antes de impuestos se encontraron prácticamente alineados con los resultados finales y por debajo de los resultados operativos la mayoría de los años del período analizado, es posible identificar el papel que jugaron los costos financieros en los resultados finales.

Gráfico 15. Evolución de resultados operativos y antes de impuestos de Metrogas en millones de dólares estadounidenses (USD) 1999-2019



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas.

A partir del análisis de la trayectoria comparada de los resultados antes de impuestos y los resultados operativos, se expone más claramente la incidencia del ítem financiero en los resultados finales.

Por un lado, los resultados finales, del mismo modo que los resultados antes de impuestos, adquirieron valores negativos durante la mayoría de los años de la posconvertibilidad, con excepciones puntuales: primero, los años entre 2005 y 2007, por la recomposición macroeconómica, de la demanda y del mercado gasífero (a través de la expansión de la red) y los efectos del canje de deuda (2006) sobre las cuentas financieras de la empresa; segundo, el año 2013, por el impacto del cargo por el FOCEGAS y sobre todo del nuevo canje de deuda efectuado ese año; y finalmente los años 2017 y 2019, por el aumento tarifario y las

modificaciones regulatorias en el ítem impositivo que trajo aparejado el nuevo orden regulatorio, mejorando las cuentas finales.

Contrariamente a los finales, los resultados operativos evolucionaron con saldos positivos durante la mayoría de los años de la posconvertibilidad, con excepciones puntuales: el año 2002, como consecuencia del impacto de las modificaciones macroeconómicas de la salida de la convertibilidad en la demanda y en los costos de la empresa, que aumentaron más que sus ingresos (congelados); y los años 2011, 2012 y 2014, por los efectos del factor inflacionario en los costos de la compañía, en un escenario de congelamiento tarifario extendido.

Esta situación de deterioro económico-financiero estuvo vinculada con la disminución de las ventas en 2011 y 2012, junto con mayores gastos administrativos y de comercialización (durante los tres años mencionados). Mientras tanto, en 2012 impactó sobre todo el incremento de los costos financieros, que también afectó a las cuentas durante 2014, luego de los costos operativos, que exhibieron el mayor aumento este año (en 2014 no hubo disminución de ventas sino un aumento, que desde el 2013 continuó hasta el final de los años observados). Asimismo, en este proceso de deterioro, la acumulación de más de una década sin actualizaciones de ingresos por la vía tarifaria también tuvo un rol importante.

Respecto de esta cuestión, la compañía pudo hacer frente al congelamiento de tarifas durante varios años sin ver impactos significativos en las cuentas operativas e incluso en sus resultados finales, teniendo en cuenta que la actualización de tarifas fue suspendida en el año 2000¹⁷¹, previamente a la crisis de la convertibilidad, y la compañía mantuvo resultados netos positivos hasta 2002. Sin embargo, este elemento de la política sectorial comenzó a impactar más notoriamente a partir de 2011.

Aquí, como hemos señalado en los capítulos previos, comenzarían a implementarse medidas regulatorias que pudieran recomponer estas cuentas, tales como la facturación de un cargo tarifario¹⁷² adicional, y se acelerarían los avances en el proceso de renegociación de licencias, lo que permitiría actualizar precios y tarifas de forma homogénea para todo el sector en 2014.

A partir de 2016, con la Asistencia Económica Transitoria de este primer año y las nuevas actualizaciones tarifarias junto con la implementación de la RTI, las cuentas operativas no volverían a estar en rojo, pero sí los resultados finales, que en 2016 y 2018 siguieron marcando pérdidas, como consecuencia de la incidencia de los costos operativos en el primer caso, pero sobre todo del costo financiero, que seguía marcando valores porcentuales altos en términos históricos (del 11% y 13%, respectivamente). Es por esta situación que paradójicamente con un fuerte incremento de tarifas, aún la empresa no lograba obtener ganancias finales en forma sostenida.

¹⁷¹ Por medio del Decreto N° 669/00, tal como hemos visto en capítulos previos.

¹⁷² Luego de los “cargos fideicomiso”, de acuerdo a lo establecido por el Decreto N° 180/04, el cargo de FOEGAS, de acuerdo a la Resolución ENARGAS N° 2.407/12. Previamente, se estableció el cargo por el costo de gas importado, de acuerdo al Decreto N° 2.067/08, aunque este cargo estaba destinado a atacar el frente externo del sector.

De esta manera, durante los últimos años de la convertibilidad los tres resultados expuestos tuvieron una evolución saludable, alineados uno por debajo del otro y teniendo saldos positivos. Luego de 2002, sobre todo los costos financieros (cuya incidencia pasó a los dos dígitos en 2002 y luego del reordenamiento del mercado y la renegociación de la deuda en 2006, desde 2007 hasta 2015, siguió en tendencia creciente) pero también los costos administrativos y de comercialización (cuya incidencia aumentó notablemente en 2002 y 2003, y sobre todo desde 2007 a 2014, cuando también evolucionaron en forma creciente) comenzaron a minar el saldo positivo de la cuenta de resultados netos hasta el final del período. Desde entonces, y hasta no cubrir pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, la compañía también estaría inhabilitada para distribuir dividendos.

Así fue cómo el costo financiero, que emergió como un problema para las cuentas de la distribuidora en 2002, se consolidó como una carga difícil de superar durante los años posteriores, no solo por su incidencia en los resultados finales, sino porque, como hemos visto en el capítulo 3, la empresa en 2002 se vio obligada a suspender pagos a sus acreedores; a los pocos años, en 2006, realizó un canje de deuda; y en 2010 entró en proceso concursal, que derivó en un nuevo canje que se efectivizó en 2013.

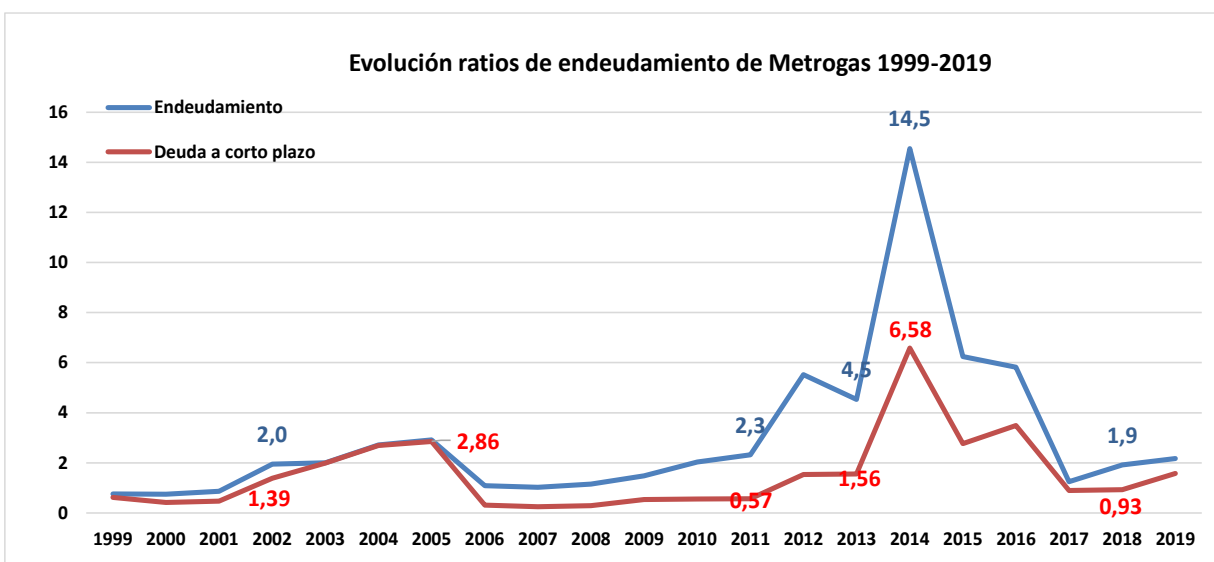
Teniendo en cuenta esto, el factor financiero adquirió centralidad para la evolución económico-financiera de la empresa. Es por ello que nos detendremos en mayor medida sobre este punto, observando en un primer lugar el peso de las deudas financieras dentro de la estructura económico-financiera de Metrogas.

Para ver el grado de apalancamiento financiero de la empresa, es decir, de qué forma utilizó el recurso del financiamiento externo o la dependencia de los acreedores para desarrollar la operación del servicio, observaremos cómo fue la evolución de algunos indicadores vinculados a este tema lo largo del período analizado.

En ese sentido, en primer lugar, expondremos en un indicador el grado de endeudamiento que asumió la distribuidora, considerando el peso relativo de los pasivos empresariales (el pasivo exigible) respecto del patrimonio neto (recursos propios), o, en otras palabras, identificando qué proporción de los recursos propios correspondía a deudas. En segundo lugar, con el objetivo de observar la composición de este endeudamiento, expondremos el peso relativo de los pasivos corrientes respecto del patrimonio neto, que dará cuenta del peso de la deuda a corto plazo dentro del total de deuda. En tercer lugar, detallaremos el peso relativo de las deudas financieras dentro de los pasivos¹⁷³.

¹⁷³ Los pasivos empresariales representan las deudas y obligaciones exigibles con los que la empresa financia su actividad y permiten respaldar, junto con el patrimonio neto, sus activos. Se pueden distinguir dentro de este concepto el pasivo corriente y el pasivo no corriente de acuerdo a un criterio temporal: las deudas y obligaciones de corto y largo plazo, respectivamente. El patrimonio neto es el pasivo no exigible, es decir los recursos propios con los que cuenta la empresa, y que reflejan su valor al descontarle a los activos sus pasivos. En otras palabras, también puede entenderse como el capital social de la empresa modificado por sus resultados (ganancias o pérdidas). Por su parte, los activos son los bienes y derechos de la empresa que le permiten desarrollar su actividad. Finalmente, las deudas financieras son aquellas que representan acreencias específicamente financieras dentro del pasivo, a diferencia de otros pasivos por otros conceptos, también como subcategoría dentro de los pasivos.

Gráfico 16. Evolución de indicadores de endeudamiento de Metrogas 1999-2019



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas.

Cuadro 3. Evolución de indicadores de endeudamiento de Metrogas 1999-2019⁽¹⁾⁽²⁾

Año	Endeudamiento	Deuda a corto plazo	Deudas financieras/ PC (*)	Deudas financieras/ PNC (**)	Deudas financieras/ Pasivo
1999	0,8	0,6	71,9%	100,0%	77,2%
2000	0,7	0,4	58,9%	98,9%	76,4%
2001	0,9	0,5	70,6%	100,0%	84,0%
2002	2,0	1,4	90,1%	99,2%	92,7%
2003	2,0	2,0	92,1%	0,0%	91,6%
2004	2,7	2,7	90,9%	0,0%	90,3%
2005	2,9	2,9	86,0%	0,0%	84,1%
2006	1,1	0,3	6,6%	94,7%	69,0%
2007	1,0	0,2	2,4%	95,0%	72,5%
2008	1,1	0,3	0,8%	97,6%	72,7%
2009	1,5	0,5	17,3%	98,8%	69,4%
2010	2,0	0,6	0,0%	0,0%	0,0%
2011	2,3	0,6	0,0%	0,0%	0,0%
2012	5,5	1,5	0,0%	0,0%	0,0%
2013	4,5	1,6	0,1%	75,6%	49,6%
2014	14,5	6,6	8,0%	81,1%	48,0%
2015	6,2	2,8	6,8%	80,1%	47,6%
2016	5,8	3,5	3,2%	85,9%	36,3%
2017	1,2	0,9	42,7%	0,0%	30,6%
2018	1,9	0,9	34,2%	39,5%	36,9%
2019	2,2	1,6	28,1%	13,7%	24,2%

- (1) Para los indicadores de endeudamiento y de endeudamiento a corto plazo se consideran, por un lado, la razón entre pasivo y patrimonio neto, y por el otro, la razón entre el pasivo corriente y el patrimonio neto para cada año de la evolución. Las deudas financieras también se muestran diferenciadas: dentro del pasivo corriente sobre este subtotal, dentro del pasivo no corriente sobre este subtotal y ambas sumadas contra el total del pasivo empresarial.
- (2) Existen diversas interpretaciones sobre cuáles son las ratios óptimas de endeudamiento, dependiendo de la actividad de la empresa. Se considera que estos deben no ser ni muy bajos (para no desaprovechar la oportunidad del apalancamiento) ni muy altos (para no caer en riesgo de quiebra por insolvencia), esta oscilación por lo general se encuentra por debajo de la unidad, teniendo en cuenta que en el caso de que el indicador sea 1, significaría que por cada unidad de los recursos propios existe la misma proporción de deudas. En este mismo sentido, cuanto mayor sean los valores de endeudamiento sobre el pasivo corriente el riesgo de incumplir pagos en el corto plazo será mayor.

(*) Pasivo Corriente. Incluye los pasivos de corto plazo.

(**) Pasivo No Corriente. Incluye los pasivos de largo plazo.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas.

El indicador de endeudamiento marcaba hacia finales de la convertibilidad (entre 1999 y 2001) que los pasivos exigibles de la empresa representaban poco más de tres cuartas partes de sus recursos propios. Ya con la crisis de 2002 la relación se modificó repentinamente y los pasivos comenzaron a representar ese mismo año dos veces sus recursos propios, el mismo año que suspendió los pagos a los acreedores. El indicador continuó creciendo hasta 2006, cuando se realizó el primer canje de deuda, lo que permitió estabilizarlo nuevamente a niveles algo por encima de la unidad, entre 1 y 1,5 hasta 2010. Este año Metrogas inició un nuevo proceso concursal, y volvió a registrar un alza en el indicador de endeudamiento que continuó más rápidamente hasta 2014, alcanzando un valor de 14,5, en un año en el que la empresa ya registraba pérdidas patrimoniales (patrimonio neto negativo).

Esta situación patrimonial permaneció en 2015 y 2016, por lo que el indicador siguió en los valores críticos que venía marcando al menos desde 2011, aunque disminuyendo respecto de 2014. Ya en 2017 y en el marco de la nueva RTI, se redujo considerablemente, estabilizándose por encima de la unidad nuevamente, como durante los primeros años posteriores a 2006, aunque en 2018 y 2019 se evidenció un nuevo crecimiento en torno a las dos unidades, lo que daba cuenta que los pasivos exigibles representaban aproximadamente dos veces sus recursos propios solo dos años después de haber normalizado el sector en términos regulatorios, retornando a valores que comenzaban a ser elevados.

Respecto del indicador de endeudamiento a corto plazo, que surge de la relación entre los pasivos corrientes y el patrimonio neto, se observa una tendencia similar a la anterior, pero en la que se destaca la magnitud que adquiere en los años posteriores a la crisis de 2002 y el primer canje de deuda. Allí, advertimos que la mayor proporción de los pasivos exigibles eran corrientes, por lo que el peso de la deuda sobre el patrimonio se concentraba principalmente en el corto plazo, alcanzando valores casi equivalentes al indicador de endeudamiento, que toma en cuenta el total de los pasivos. Posteriormente, la deuda a corto plazo representó proporciones mucho menores, de un tercio o menos del endeudamiento general, con la

excepción de 2014, cuando llega a ser más cercano a la mitad, mientras que luego de 2016 esta relación volvió a acortar distancia.

Esta descripción se ve ratificada en la relación entre las deudas financieras y los pasivos. Así, es posible observar que los porcentajes más altos (entre 84,1% y 92,7%) tienen lugar entre 2001 y hasta 2005, concentrándose en la deuda de corto plazo de los pasivos corrientes, que derivó en el canje de deuda de este último año.

Luego de 2006 la carga de las deudas financieras sobre los pasivos se reduce, pasando a concentrarse en los pasivos no corrientes, es decir que luego de la reestructuración el peso de la deuda se trasladó al largo plazo. Esta situación continuó hasta 2010, cuando se abrió el concurso de acreedores que duró hasta el segundo canje de 2013. Posteriormente, las deudas financieras se concentraron en los pasivos no corrientes y luego de la RTI de 2017 pasaron a prevalecer en los pasivos corrientes, aunque en niveles bajos en relación al resto del período analizado (entre 28% y 43%). Por su parte, las deudas financieras fueron bajando su participación en los pasivos totales desde el último canje de deuda en adelante, por lo que puede afirmarse que los canjes de deuda lograron refinanciar las deudas y quitar el peso en el corto plazo exitosamente, y que luego del último canje la empresa no volvió a enfrentar situaciones críticas respecto de este tema.

De esta manera, observamos cómo el endeudamiento para Metrogas fue convirtiéndose con el paso del tiempo en una cuestión problemática de primer nivel. Recién luego de 2014, y ya habiendo transitado dos canjes de deuda, más de una década de posconvertibilidad y recién comenzando la recomposición tarifaria, fue reduciendo su peso, tanto en relación a los recursos patrimoniales como dentro de la composición misma de los pasivos, con una participación de las deudas financieras cada vez menor. Luego de la RTI de 2017, esta tendencia se vio más claramente expresada en los indicadores que analizamos.

Adicionalmente a los indicadores de endeudamiento expuestos, resulta relevante observar de qué modo evolucionó la incidencia del endeudamiento en moneda extranjera, en la medida que el tipo de cambio conecta el orden macroeconómico directamente con la microeconomía del mercado del gas, impactando en el segmento distribuidor y particularmente en el caso de Metrogas, de acuerdo a los antecedentes analizados.

Cuadro 4. Evolución de porcentaje de deuda en Moneda Extranjera (ME)¹⁷⁴ sobre Pasivo Total (PT) de Metrogas 1999-2019 ⁽¹⁾

Año	Deuda en ME/PT
1999	82,3%
2000	79,4%
2001	85,7%
2002	89,7%
2003	88,8%
2004	82,1%
2005	77,6%
2006	80,3%
2007	78,4%
2008	72,7%
2009	72,0%
2010	60,9%
2011	62,2%
2012	57,7%
2013	S/D
2014	S/D
2015	S/D
2016	S/D
2017	S/D
2018	28,5%
2019	16,2%

- (1) Se consideran las deudas en moneda extranjera (dólares y euros) del pasivo corriente y no corriente sobre el pasivo total de la empresa cada año de la evolución.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas.

El porcentaje de deuda en moneda extranjera sobre el pasivo total fue elevado desde fines de la convertibilidad, cuando alcanzó niveles cercanos al 80%, llegando a niveles máximos en 2002, el año de la crisis. Luego, con la excepción de la leve suba de 2006 y 2011, el indicador desciende progresivamente hasta el final del período analizado, mostrando una tendencia contrapuesta a la evolución de los indicadores generales de endeudamiento expuestos anteriormente, que registraron aumentos durante este mismo lapso. Cabe destacar que en el cuadro se exponen los datos hasta 2012, dado que la información correspondiente de 2013 a 2017 no se encuentra disponible en los estados contables de la empresa, mientras que los datos de 2018 y 2019 confirman esta tendencia descendente, mostrando niveles del 28% y 16%, respectivamente para el endeudamiento en moneda extranjera sobre los pasivos totales.

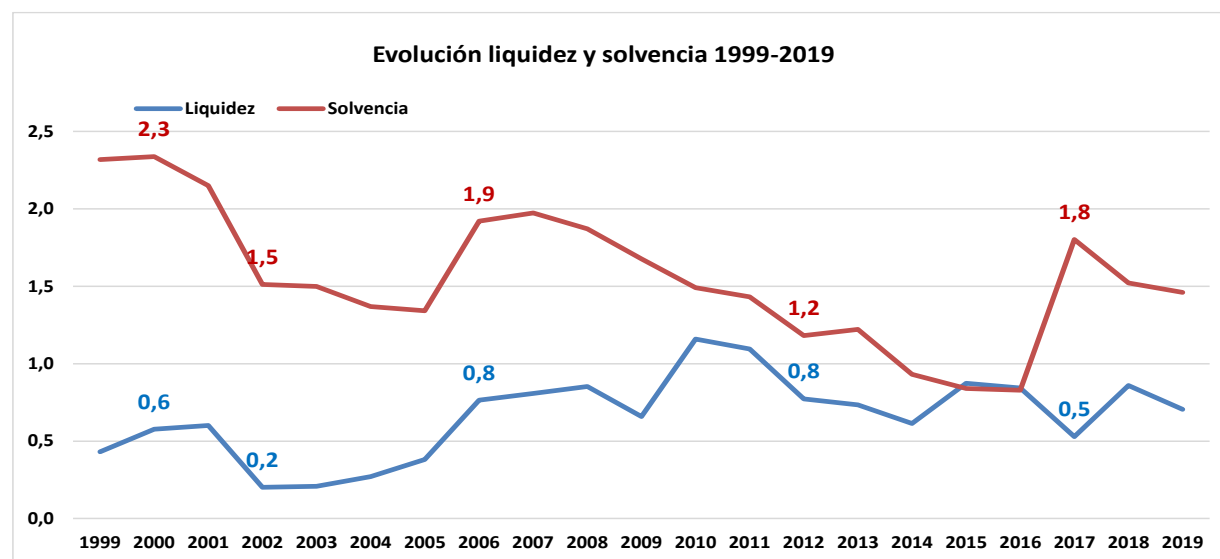
No obstante la reducción de endeudamiento en moneda extranjera, que se encuentra en sintonía con la reducción del peso de las deudas financieras sobre el pasivo y el desplazamiento de la

¹⁷⁴ De acuerdo a la información expuesta en el Anexo G y notas posteriores de los estados contables de la empresa. Sin datos disponibles para los años entre 2013 y 2017.

deuda del corto hacia el largo plazo, es importante señalar que esta variable alcanzó niveles altos durante todo el período, condicionando la operación de la empresa durante los años de la posconvertibilidad, cuando la actualización tarifaria se encontraba interrumpida, en el marco de las marchas y contramarchas del sector en el proceso de renegociación de licencias, detalladas en el capítulo anterior.

Completaremos el análisis de la evolución de la situación económico-financiera de Metrogas con la exposición de otros indicadores financieros¹⁷⁵. Así, en una primera instancia atenderemos a la evolución de la liquidez (activos corrientes sobre pasivos corrientes), la solvencia (activos sobre pasivos) y el capital de trabajo (resultante de la diferencia entre activos corrientes y pasivos corrientes), en la medida que también expresan la disponibilidad de recursos que durante este tiempo pudieran hacer frente a los compromisos operativos, comerciales y financieros, así como también destinarse a mantener la seguridad y calidad del servicio y a la realización de las inversiones necesarias para su desarrollo. En una segunda instancia, nos detendremos también en indicadores de rentabilidad.

Gráfico 17. Evolución de liquidez y solvencia de Metrogas 1999-2019



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas.

Observamos que, en sintonía con los indicadores de endeudamiento y la evolución de los resultados, ingresos e inversiones, los indicadores de solvencia de la empresa evolucionaron

¹⁷⁵ La liquidez, la solvencia y el capital de trabajo se consideran indicadores de salud financiera de una empresa en tanto representan, en el primer caso, la capacidad de pago de las deudas y obligaciones a corto plazo (activo corriente/pasivo corriente); en el segundo caso, la capacidad de pago de las deudas y obligaciones a largo plazo (activo/pasivo); y en el tercer caso, la capacidad de costear las deudas de corto plazo con los activos de corto plazo, dando cuenta de la eficiencia operativa de la empresa. En este caso, si el capital de trabajo es negativo, implica que la empresa no puede costear sus compromisos en el corto plazo. Del mismo modo, si los indicadores de solvencia y liquidez dan valores menores a la unidad, la empresa comienza a tener dificultades para hacerle frente a sus deudas o a sus deudas de corto plazo de acuerdo al caso, ya que estas representan proporciones más altas respecto de sus activos.

de forma decreciente en el transcurso de las dos décadas analizadas. En primer lugar, de los niveles más altos que adquirió hacia fines de la convertibilidad, tuvo una rápida caída con la crisis de 2002, y si bien más tarde se recuperó a partir de 2006, con el primer canje de deuda y en un contexto de crecimiento de la demanda y reconfiguración del mercado gasífero, volvió a caer los años subsiguientes, más visiblemente desde 2011 y hasta 2016.

Ya en 2017 los valores retornan al nivel de los inicios de la posconvertibilidad, en el nuevo marco regulatorio y macroeconómico propuesto por el gobierno de Cambiemos. En segundo lugar, el capital de trabajo evolucionó de forma similar, incrementándose los saldos negativos a partir de la crisis de 2002 y hasta 2005. Con el canje de deuda en 2006 y hasta 2017 el capital de trabajo tuvo saldos negativos bastante menores a los registrados hacia fines de la convertibilidad, con la excepción de 2010 y 2011 que marcaron incluso saldos positivos; y de 2017 y 2019, que marcaron nuevamente incrementos en estos saldos negativos.

En tercer lugar, si bien en términos generales desde finales de los años noventa y comienzos de los 2000 la empresa evidenció un deterioro de los indicadores mencionados, se mantuvo con niveles de liquidez con tendencia levemente creciente luego de la caída durante la crisis de 2002, superando los niveles de finales de la convertibilidad luego de 2006. Luego de 2010, vuelve a descender hasta niveles similares a los de fines de la convertibilidad en 2014, manteniéndose posteriormente con intermitencias, evidenciando una trayectoria inversa a la solvencia durante este período, que da cuenta de la caída de los activos en su relación con los pasivos, mientras que en las cuentas corrientes esta evolución no tuvo lugar.

De este modo, se observa que el deterioro económico-financiero de la empresa pudo reflejarse en la evolución de todos los indicadores expuestos precedentemente. En esta evolución destacaron los niveles elevados de endeudamiento, particularmente en moneda extranjera, que afectaron no solo los resultados, sino también los otros indicadores financieros a lo largo de todo el período, al punto de que condicionaron la operación de la empresa hasta los años finales.

Nos detendremos ahora en los indicadores de rentabilidad. Atenderemos a la evolución de la rentabilidad operativa y financiera a través del ROA (*Return On Assets*) y ROE (*Return On Equity*)¹⁷⁶.

Así, por medio del ROA, observamos la rentabilidad económica obtenida en relación a los bienes y derechos de la empresa, es decir el resultado operativo sobre activos, mientras que por medio del ROE observamos la rentabilidad financiera obtenida en relación a los recursos propios, es decir los resultados finales sobre el patrimonio neto, expresando la proporción que asumen frente a ellos.

El ROA, también en sintonía con los indicadores que venimos exponiendo, adquirió sus valores más altos durante los años finales de la convertibilidad, y luego de la caída en 2002 se

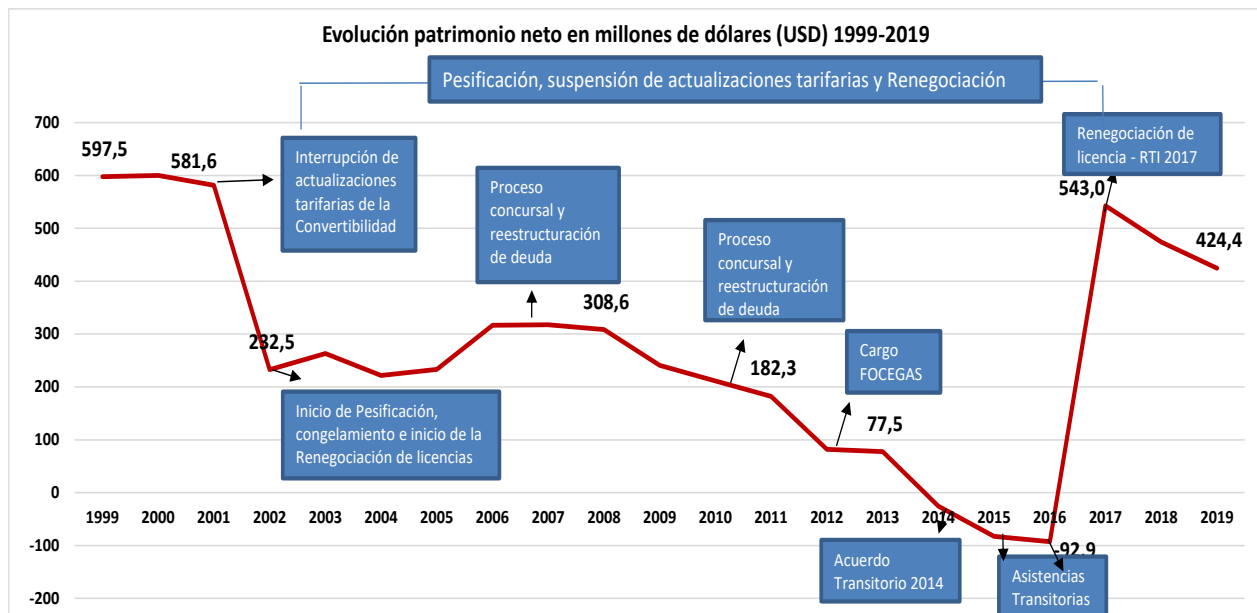
¹⁷⁶ El ROE mide la rentabilidad financiera, en tanto relaciona los resultados finales con los recursos propios (patrimonio neto), dando cuenta de la proporción que representan las ganancias sobre el capital social de la empresa. Por su parte, el ROA mide la rentabilidad operativa, en tanto relaciona los resultados operativos con los activos, dando cuenta de la proporción que representan las ganancias operativas sobre los activos de la empresa.

recuperó, aunque alcanzando valores menores a los mencionados inicialmente (0,06 en 2008 vs 0,10 en 2001), para luego descender nuevamente alcanzando sus peores marcas en 2014, cuando los resultados operativos y los activos de la empresa se encontraban en los niveles más bajos del período. Finalmente, este indicador se recompuso nuevamente más adelante, alcanzando niveles similares a los mejores momentos de la posconvertibilidad (2006-2008) y los del tramo final de la convertibilidad.

Por su parte, el ROE siguió la trayectoria de los resultados finales, que posteriormente a la salida de la convertibilidad solo tuvieron signo positivo desde 2005 a 2007 y en 2013, 2017 y 2019, pero además se conjugó con la evolución patrimonial de la empresa, que luego de la convertibilidad experimentó una caída considerable, reduciéndose a más de la mitad de su valor en dólares (de 581 millones en 2001 a 232 millones en 2002). Luego, los recursos propios de Metrogas aumentaron levemente hasta 2008, superando los 300 millones de dólares, mientras que más tarde descendieron más aceleradamente hasta 2017, alcanzando incluso valores negativos desde 2014 a 2016.

La evolución patrimonial, así como la de los indicadores expuestos, tuvo lugar en un escenario en el que se articularon distintas intervenciones económicas sectoriales llevadas a cabo por el Estado Nacional con la acción empresaria y el desempeño del sector privado que operó en el mercado gasífero y más precisamente en el segmento distribuidor. Así, observamos la trayectoria de esta variable para el caso de Metrogas durante las últimas dos décadas, junto con algunos hechos regulatorios destacables.

Gráfico 18. Evolución patrimonial de Metrogas en millones de dólares estadounidenses (USD) - hechos regulatorios destacables 1999-2019



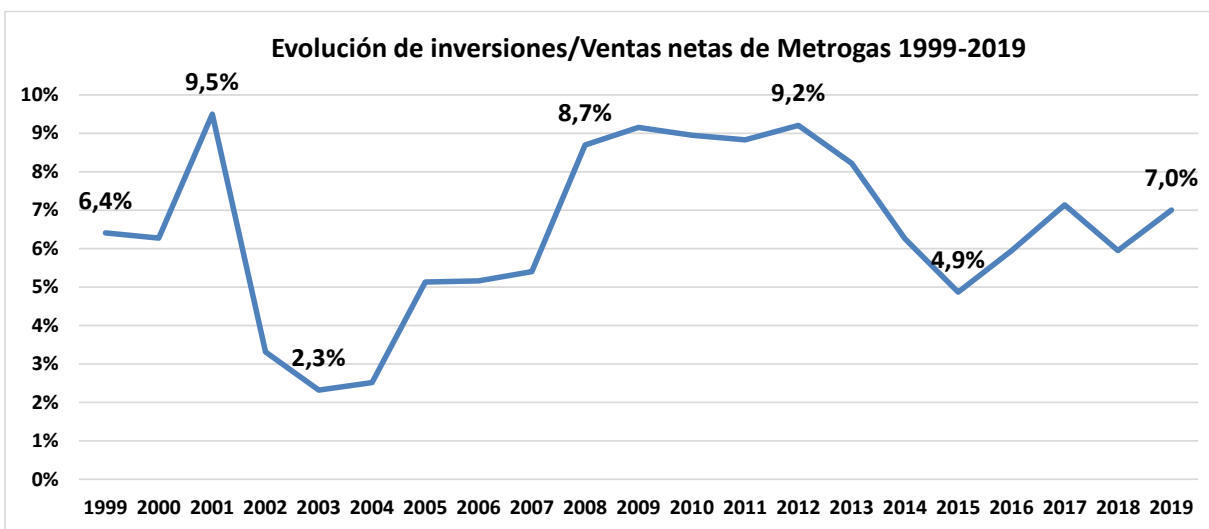
Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas.

Como hemos marcado, el patrimonio neto cayó fuertemente en 2002, previo a lo cual se encontraba en valores cercanos a los 600 millones de dólares. Luego se observa una recomposición leve hasta 2008, y una nueva disminución, más visiblemente desde 2010 hasta 2016, con los últimos años en valores negativos y luego de este año recuperando terreno rápidamente en valores entre los 542 y 424 millones de dólares hasta 2019.

En esta evolución también es posible identificar, al igual que en la serie de resultados, las consecuencias de la incidencia de los costos financieros, y en segunda instancia los costos operativos y los gastos administrativos y de comercialización, junto con la caída de ingresos y el congelamiento tarifario hasta 2014. Luego de este año, los resultados negativos, así como el patrimonio neto negativo hasta 2016, a pesar de los incrementos tarifarios y las Asistencias Transitorias por parte del Estado Nacional, se explican por la incidencia de los costos mencionados luego de una acumulación de esta carga durante años que resultó difícil de dejar atrás.

Ahora observaremos cómo repercutieron estas variables analizadas en las inversiones, poniéndolas en relación con los ingresos o ventas netas, en la evolución del período expuesto.

Gráfico 19. Evolución de inversiones en activos fijos sobre ingresos (ventas netas) (%) de Metrogas 1999-2019



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas

Cuadro 5. Evolución de inversiones en activos fijos e ingresos (ventas netas) de Metrogas en millones de dólares estadounidenses (USD) y variaciones interanuales (%) 1999-2019

Año	Inversiones	Ventas netas	Variación % Inversiones	Variación % Ventas
1999	44,4	692,6	0%	0%
2000	45,1	718,5	1,5%	3,7%
2001	62,5	657,7	38,6%	-8,5%
2002	7,1	213,2	-88,7%	-67,6%
2003	5,1	220,9	-27,3%	3,6%
2004	7,0	276,8	35,7%	25,3%
2005	15,7	305,1	124,9%	10,3%
2006	14,7	284,3	-6,3%	-6,8%
2007	16,6	306,8	13,0%	7,9%
2008	24,8	285,1	49,5%	-7,1%
2009	26,4	288,1	6,4%	1,0%
2010	25,7	286,9	-2,6%	-0,4%
2011	24,8	281,2	-3,3%	-2,0%
2012	24,5	265,8	-1,5%	-5,5%
2013	29,1	353,6	18,8%	33,0%
2014	24,5	392,0	-15,6%	10,9%
2015	24,3	499,3	-0,9%	27,4%
2016	32,3	544,0	33,0%	8,9%
2017	52,5	735,8	62,4%	35,3%
2018	69,3	1.163,9	31,9%	58,2%
2019	87,5	1.249,0	26,3%	7,3%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas.

La relación entre las inversiones realizadas con respecto a los ingresos de Metrogas estuvo relativamente en sintonía con la mayoría de los indicadores expuestos anteriormente, aunque marcó también algunos puntos particulares. Mientras que las inversiones tuvieron un peso relativo que pasó de valores apenas superiores al 6% al 9,5% en 2001, en el tramo final de la convertibilidad, luego cayó a los niveles mínimos del período analizado durante el año de la crisis (2,3%). Posteriormente esta relación se recuperó progresivamente, pasando a niveles cercanos al 5%, desde 2005 a 2007, y más tarde alcanzó los niveles máximos de la posconvertibilidad entre 2008 y 2013, de entre un 8,2% y un 9,2%. Finalmente se advierte una caída hacia valores cercanos al 5% en 2015 y luego una nueva suba que rondó valores entre 6% y 7% hasta 2019.

De esta forma, durante los años finales de la convertibilidad, cuando la empresa tenía alta rentabilidad operativa, resultados alineados y equilibrio económico-financiero, la relación entre inversiones e ingresos se ubicó, con excepción de 2001, en niveles medios en términos de su trayectoria histórica (en torno al 6%), aunque también marcando altos niveles en los valores absolutos de cada una de las variables, ya que tanto las ventas netas como la rentabilidad operativa y las inversiones tuvieron sus valores más altos durante estos primeros años.

Luego, el deterioro de estas variables acompañó la caída del peso relativo de las inversiones sobre las ventas y la recuperación acompañó una nueva suba, aunque sobre una base sensiblemente menor. Así, ya en 2005 la relación se ubicaba en niveles apenas inferiores a los del tramo final de la convertibilidad (en torno al 5%), en un escenario marcado por la reconfiguración del mercado gasífero y la implementación de cargos tarifarios destinados a inversiones de infraestructura a partir del año 2004¹⁷⁷.

Más tarde se instrumentó el cargo adicional del FOCEGAS destinado a inversiones en el sistema de distribución, y luego en 2014 se actualizaron las tarifas en el marco de avances en el proceso de renegociación, por lo que estos factores influyeron en mantener altos niveles porcentuales de inversiones sobre ventas durante este tramo de la posconvertibilidad, que, como hemos marcado, sin embargo se encontraban relacionados a una base inferior (el porcentaje era más bien alto, pero las ventas eran menores en términos absolutos, como así también las inversiones en términos absolutos en relación con la evolución histórica).

De este modo, los cargos tarifarios mostraron efectividad en dar margen durante estos años para que en el marco de un menor nivel de ventas pudieran efectuarse inversiones a pesar del congelamiento y de la inflación impactando en los costos empresariales, sobre todo promediando el segundo y comenzando el tercer gobierno kirchnerista (alcanzando los máximos niveles de la posconvertibilidad entre 2008 y 2013).

Así, los valores absolutos de las ventas y las inversiones de la posconvertibilidad fueron considerablemente menores a los observados en la convertibilidad, aunque la relación indicara valores porcentuales de orden similar. Como contraparte, durante la convertibilidad se observan valores porcentuales de similar magnitud, pero con valores absolutos considerablemente más altos, indicando menor propensión inversora en términos relativos.

Finalmente, a partir de 2016 y hasta 2019, en un marco de normalización acelerada del mercado gasífero, con la RTI y la nueva dinámica de actualizaciones tarifarias, las ventas y las inversiones volvieron a adquirir valores altos en términos históricos, comparables a los expuestos hacia fines de los años noventa, tanto en términos absolutos como en términos porcentuales, en un período en el que la rentabilidad operativa, así como los resultados en algunos años y la mayoría de los indicadores económico-financieros de la empresa volvieron a marcar niveles cercanos a los observados en los años finales de la convertibilidad.

¹⁷⁷ De acuerdo a lo detallado en el capítulo 2 y 3.

Con todo, y retomando las consideraciones expuestas a lo largo de este capítulo y en el capítulo anterior, se observa que a lo largo de las dos décadas la empresa atravesó diferentes etapas que estuvieron marcadas tanto por las vicisitudes macroeconómicas como por las limitaciones económico-financieras que la propia empresa arrastró en el proceso de salida de la convertibilidad y luego durante la posconvertibilidad, atravesando todo el proceso de renegociación de la licencia.

Estas cuestiones fueron abordadas parcialmente durante los tres mandatos de gobierno kirchnerista, con consecuencias que se reflejaron más visiblemente en las cuentas empresariales los años finales de esta etapa, cuando sin embargo se fijaron pautas para abordar los ajustes pendientes de los años previos (de acuerdo con la periodización del capítulo 3).

Una vez finalizada esta etapa, con la asunción del gobierno de Cambiemos y un nuevo período regulatorio, los ajustes se realizarían de forma más integral y más rápida, tal como se materializó con la nueva RTI y con diversas medidas que apuntaron a la normalización del mercado gasífero en materia de precios y tarifas, así como también en materia económico-normativa y regulatoria, pero este intento también fracasaría, como hemos expuesto previamente.

De este modo, durante el período analizado pareció prevalecer una lógica más ligada a la resolución de conflictos operativos y de corto plazo y no pudo desarrollarse una estrategia conjunta y articulada entre el sector privado y el sector público (Mazzucato, 2014) que pudiera proyectar en un mediano y largo plazo una determinada evolución del sector, fijando, entre otras variables, un determinado nivel de rentabilidad, ventas e inversiones, que fueran compatibles con un esquema de actualización de precios y tarifas viable para la capacidad de pago de los usuarios.

Asimismo, pudimos observar que los problemas que emergieron con la salida de la convertibilidad para el desempeño económico y financiero de la empresa se encontraron ligados a un diseño del marco regulatorio y a condiciones de operación que sintonizaban con este esquema macroeconómico, pero hacían dificultosa la operación en otros escenarios con precios y tarifas no dolarizados y con límites para el endeudamiento.

Cuadro 6. Resumen de indicadores y variables clave en el desempeño económico y financiero de Metrogas en millones de dólares estadounidenses (USD) y (%) 1999-2019

Año	Ventas netas	Resultado operativo	Resultado antes de impuestos	Resultado neto	Patrimonio Neto	Inversiones	Inversiones /Ventas	Capital de trabajo	Liquidez	Solvencia	ROA	ROE	Endeudamiento	Deuda a corto plazo	Deudas financieras/ Pasivo	Deuda en ME/PT
1999	692,6	97,7	66,2	42,0	597,5	44,4	6,4%	209,7	0,4	2,3	0,1	0,1	0,8	0,6	77,2%	82,3%
2000	718,5	108,2	79,5	48,0	600,0	45,1	6,3%	106,6	0,6	2,3	0,1	0,1	0,7	0,4	76,4%	79,4%
2001	657,7	103,7	77,3	27,1	581,6	62,5	9,5%	110,2	0,6	2,1	0,1	0,0	0,9	0,5	84,0%	85,7%
2002	213,2	1,1	203,2	145,0	232,5	7,1	3,3%	258,0	0,2	1,5	0,0	0,6	2,0	1,4	92,7%	89,7%
2003	220,9	10,2	12,1	3,5	263,0	5,1	2,3%	415,1	0,2	1,5	0,0	0,0	2,0	2,0	91,6%	88,8%
2004	276,8	19,9	41,8	41,8	221,9	7,0	2,5%	435,7	0,3	1,4	0,0	0,2	2,7	2,7	90,3%	82,1%
2005	305,1	28,3	10,0	9,7	233,0	15,7	5,1%	411,5	0,4	1,3	0,0	0,0	2,9	2,9	84,1%	77,6%
2006	284,3	36,5	145,0	95,2	316,8	14,7	5,2%	23,6	0,8	1,9	0,1	0,3	1,1	0,3	69,0%	80,3%
2007	306,8	39,4	3,6	5,1	317,6	16,6	5,4%	15,2	0,8	2,0	0,1	0,0	1,0	0,2	72,5%	78,4%
2008	285,1	37,1	3,7	4,3	308,6	24,8	8,7%	13,5	0,9	1,9	0,1	0,0	1,1	0,3	72,7%	72,7%
2009	288,1	25,2	18,5	21,0	240,7	26,4	9,2%	43,9	0,7	1,7	0,0	0,1	1,5	0,5	69,4%	72,0%
2010	286,9	14,4	21,6	18,3	211,1	25,7	8,9%	18,8	1,2	1,5	0,0	0,1	2,0	0,6	0,0%	60,9%
2011	281,2	2,2	15,6	17,7	182,3	24,8	8,8%	9,8	1,1	1,4	0,0	0,1	2,3	0,6	0,0%	62,2%
2012	265,8	20,1	50,4	31,4	82,0	24,5	9,2%	28,5	0,8	1,2	0,0	0,4	5,5	1,5	0,0%	57,7%
2013	353,6	11,5	87,4	46,9	77,5	29,1	8,2%	32,1	0,7	1,2	0,0	0,6	4,5	1,6	49,6%	S/D
2014	392,0	11,1	74,5	77,7	25,5	24,5	6,3%	64,8	0,6	0,9	0,0	3,0	14,5	6,6	48,0%	S/D
2015	499,3	70,6	51,7	60,5	82,8	24,3	4,9%	29,0	0,9	0,8	0,2	0,7	6,2	2,8	47,6%	S/D
2016	544,0	25,5	45,4	40,9	92,9	32,3	5,9%	51,0	0,8	0,8	0,1	0,4	5,8	3,5	36,3%	S/D
2017	735,8	65,0	4,2	609,5	543,0	52,5	7,1%	228,3	0,5	1,8	0,1	1,1	1,2	0,9	30,6%	S/D
2018	1.163,9	130,5	1,7	28,4	474,3	69,3	6,0%	62,0	0,9	1,5	0,1	0,1	1,9	0,9	36,9%	28,5%
2019	1.249,0	134,6	86,4	0,9	424,4	87,5	7,0%	197,4	0,7	1,5	0,1	0,0	2,2	1,6	24,2%	16,2%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas.

Parte II: Evolución tarifaria y desempeño económico-financiero de Metrogas en clave comparada

Evolución tarifaria de Metrogas (1999-2019)

Como hemos mencionado a lo largo del capítulo, la evolución de las variables económico-financieras de Metrogas durante la convertibilidad, y luego, durante la posconvertibilidad hasta 2019 estuvo visiblemente condicionada por el factor tarifario.

Durante la convertibilidad, el régimen de actualización semestral de acuerdo al PPI y las revisiones tarifarias quinquenales marcaron el ritmo de los precios y tarifas del sector, así como de los ingresos de las empresas productoras y licenciatarias del servicio. Con la crisis de este esquema macroeconómico comenzó a regir un congelamiento que, con los matices y particularidades derivados de cada situación respecto del proceso de renegociación de los contratos de licencia, duró catorce años. Así, en 2014 se llevó a cabo un ajuste de precios y tarifas de manera homogénea para todas las empresas del sector.

El congelamiento implicó un impacto en las cuentas empresariales del mercado del gas, en la medida que las licenciatarias (salvo Naturgy Ban) no pudieron contar con incrementos de ingresos por la vía tarifaria para mejorar las condiciones de operación del servicio.

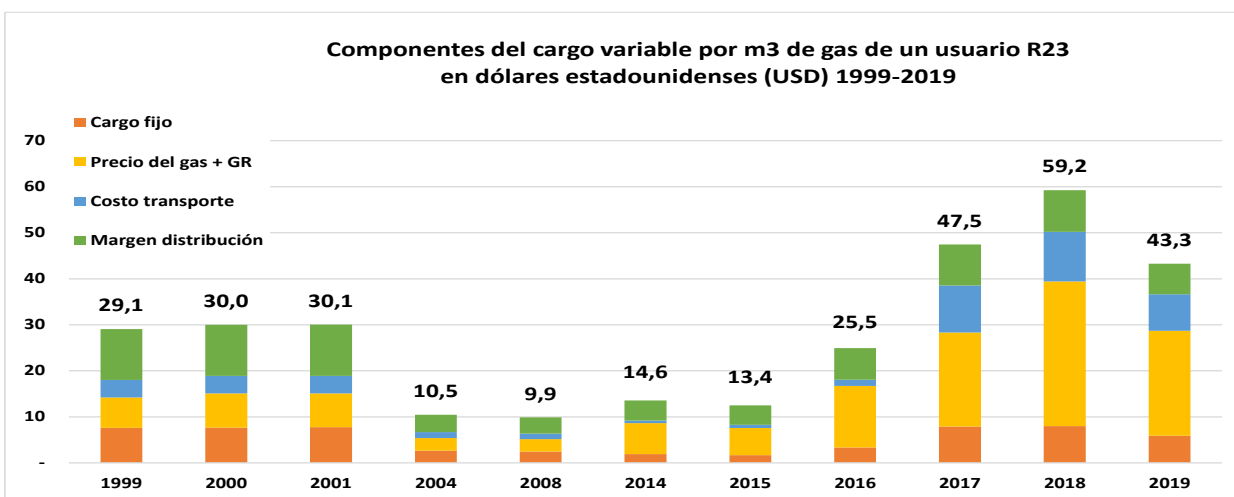
Es importante destacar que, si bien dentro de este período los márgenes de transporte y distribución prácticamente no sufrieron modificaciones, las tarifas finales sí experimentaron aumentos puntuales derivados del traslado de las respectivas variaciones en los precios del gas (*pass through*)¹⁷⁸.

En continuidad con la actualización de 2014, el tratamiento del factor tarifario cambió visible y aceleradamente a partir de 2016. A pesar de iniciarse conflictivamente¹⁷⁹, desde allí en adelante se estableció un nuevo sendero de actualizaciones, de la mano de la renegociación de los contratos de licencia y la RTI de 2017. Sin embargo, este esquema volvería a interrumpirse a partir de 2018, a partir de la crisis cambiaria y financiera que detuvo el programa económico del gobierno de Cambiemos y con él su política tarifaria.

¹⁷⁸ Estos incrementos tuvieron lugar cuando la Secretaría de Energía fijó en cada oportunidad nuevos precios del gas natural en el PIST, en línea con lo fijado por el Decreto N° 181/04 y por la Resolución SE N° 1.417/08, sobre la base del Acuerdo Complementario homologado por la Resolución SE N° 1.070/08. Como se ha marcado en el capítulo 3, Metrogas no había aceptado en una primera instancia los términos y condiciones del ajuste de volúmenes y precios del gas del “Acuerdo con Productores de Gas Natural 2007-2011” establecido por la Resolución SE N° 599/07.

¹⁷⁹ Con la serie de reclamos y protestas en torno a los incrementos pautados, reflejados sobre todo con el fallo por la causa CEPIS, y descriptos con más detalle en capítulos previos.

Gráfico 20. Evolución de tarifas finales sin impuestos de un usuario R23 de Metrogas y de los componentes del cargo variable por m3 en factura ⁽¹⁾⁽²⁾ en dólares estadounidenses (USD) 1999-2019



- (1) Se considera para el componente precio del gas, a la suma del Precio de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), y las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA), junto con el costo del gas retenido.
- (2) Los valores expuestos corresponden a una facturación bimestral.

Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS. Tarifa final para un usuario R23 de 900 m3 anuales sin impuestos.

Para visualizar un ejemplo de cómo impactó el factor tarifario en las cuentas empresariales de Metrogas y en la evolución del mercado gasífero durante el período estudiado, tomamos la factura de gas de un usuario residencial¹⁸⁰ de esta empresa con rangos de consumo medio (900 m3 anuales), equivalentes en la actualidad a los rangos de consumo de los usuarios R23¹⁸¹.

Durante la fase final de la convertibilidad las tarifas de Metrogas evolucionaron con los pequeños ajustes mencionados más arriba, en el año 2000 y 2001, producto de actualizaciones en el precio del gas y en el margen de distribución en segunda instancia, que impactaron en una leve actualización del cargo variable por metro cúbico consumido, y que también acompañaron a un incremento en el cargo fijo, de poca magnitud. Luego, los incrementos se dieron puntualmente en el año 2004 y 2008, a raíz de los impactos en el cargo variable de los

¹⁸⁰ Tomamos este ejemplo por la relevancia de los usuarios residenciales dentro del servicio público, teniendo en cuenta que, de acuerdo a datos del ENARGAS, constituyen en promedio y desde la privatización el 96% de los usuarios de gas del sistema y consumen casi un tercio del gas entregado anualmente, siendo el segundo tipo de usuario que más consume, luego de las centrales eléctricas, que consumen anualmente 2/3 de este total. Por su parte, el sector industrial se ubica en tercer lugar, con casi 1/6 del gas entregado (a nivel agregado, los residenciales e industriales consumen casi en paridad un tercio del gas entregado mientras las centrales llegan a casi un 25%). Asimismo, la relevancia del segmento residencial está vinculada con el uso que se le da al servicio, ya que en este caso se orienta a fines domésticos y por lo tanto a la satisfacción de requerimientos elementales para la vida de los hogares y las personas, tales como la calefacción y la alimentación, entre otras.

¹⁸¹ De acuerdo a los rangos de consumo establecidos por la Resolución ENARGAS N° 409/08, anteriormente incluido dentro de los R2 con la segmentación introducida mediante el Decreto N° 181/04.

ajustes en el precio del gas¹⁸². Sin embargo, el leve aumento en pesos representó una reducción en dólares, dentro de una tarifa que constituía durante estos años un tercio de lo registrado en 2001.

Más tarde, los aumentos de 2014 (de un 100% en el cargo fijo y de más de un 300% en el cargo variable, ambos en pesos), sobre todo reflejarían subas en el precio del gas (540%) y en el margen de distribución (219%), dejando en un segundo plano al margen de transporte (20%). Estos incrementos en pesos resultarían en tarifas casi un 50% más caras en dólares, con un cargo variable que se incrementaba casi un 60%.

Por su parte, el precio del gas se incrementó un 150% y el margen de distribución casi un 25%, mientras que el costo de transporte bajó más de un 50% respecto de los valores de 2008. La gestión kirchnerista culminaría con un pequeño incremento en 2015, que reflejaba principalmente los ajustes de los márgenes de transporte y distribución (44% y 10,5% en pesos, respectivamente, que en dólares significaron incrementos del 26% para el transporte y una caída del 3% para el margen de distribución).

Ya desde 2016 la política tarifaria del Estado Nacional adquirió una nueva velocidad de actualizaciones, que alcanzaron entre 2016 y 2018 un aumento en dólares de un promedio anual del 80% en el cargo fijo, y del 70% en el cargo variable, dentro del cual se destacaron las subas en el costo de transporte (del 88% y 667% en 2016 y 2017, respectivamente), en el precio del gas (promedio anual del 78%) y por último en el margen de distribución (promedio anual del 31%).

Finalmente, luego de la crisis cambiaria del 2018 y en el contexto de un año de elecciones presidenciales, en 2019 las tarifas finales se incrementarían por última vez en este período¹⁸³, en el orden de un 25% en pesos, que se distribuiría casi en una misma proporción para cada uno de los componentes de la factura, mientras que en dólares tanto las tarifas finales como los componentes disminuyeron casi en la misma proporción (27%).

¹⁸² De acuerdo a lo detallado en el capítulo 2 y 3.

¹⁸³ Luego, en septiembre de este año, se instrumentaría la suspensión de las actualizaciones previstas por la RTI para octubre, mediante la Resolución SGE N° 521/19, en lo que fue la formalización de la interrupción de la estrategia de política tarifaria del propio gobierno de Cambiemos.

Cuadro 7. Evolución de las tarifas finales sin impuestos de un usuario R23 de Metrogas y de los componentes del cargo variable por m3 en factura ⁽¹⁾⁽²⁾ en dólares estadounidenses (USD) 1999-2019

Factura de gas R23	1999	2000	2001	2004	2008	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Tarifa Final - bimestre	29,1	30,0	30,1	10,5	9,9	14,6	13,4	25,5	47,5	59,2	43,3
Cargo fijo	7,6	7,7	7,7	2,6	2,4	1,9	1,7	3,3	7,9	8,0	5,9
Cargo variable en m3	21,5	22,3	22,3	7,8	7,4	11,7	10,8	21,6	39,6	51,2	37,4
Precio del gas	6,1	6,9	6,9	2,6	2,5	6,3	5,5	12,4	19,0	29,2	21,3
Costo transporte	3,8	3,8	3,8	1,3	1,2	0,6	0,7	1,3	10,2	10,8	7,9
Costo Gas retenido	0,5	0,5	0,5	0,2	0,2	0,4	0,3	1,0	1,4	2,2	1,6
Precio del gas + GR	6,6	7,4	7,4	2,7	2,7	6,7	5,9	13,4	20,4	31,4	22,8
Margen distribución	11,1	11,1	11,2	3,8	3,5	4,4	4,2	6,9	8,9	9,1	6,7
Variación % Tarifa final	0%	3%	0%	-65%	-6%	48%	-8%	90%	86%	25%	-27%

- (1) Se considera para el componente precio del gas, a la suma del PIST, y las DDA, junto con el costo del gas retenido.
- (2) Los valores expuestos corresponden a una facturación bimestral.

Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS. Tarifa final para un usuario R23 de 900 m3 anuales sin impuestos.

Cuadro 8. Evolución de las tarifas finales sin impuestos de un usuario R23 de Metrogas y variación interperíodo (%) de los componentes del cargo variable por m3 en factura ⁽¹⁾⁽²⁾ en dólares estadounidenses (USD) 1999-2019

Factura de gas R23	1999	2000	2001	2004	2008	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Tarifa Final - bimestre	29,1	30,0	30,1	10,5	9,9	14,6	13,4	25,5	47,5	59,2	43,3
Cargo fijo	0,0%	1,0%	0,8%	-66,0%	-7,0%	-22,2%	-12,3%	99,1%	137,1%	1,4%	-26,6%
Cargo variable	0,0%	3,9%	0,0%	-64,9%	-5,2%	57,0%	-7,0%	99,6%	83,0%	29,4%	-27,0%
Precio del gas	0,0%	12,9%	-0,5%	-62,5%	-1,8%	149,1%	-12,3%	124,4%	53,1%	53,6%	-27,2%
Costo transporte	0,0%	0,2%	0,0%	-66,0%	-7,0%	-53,3%	26,5%	88,2%	666,8%	5,5%	-26,6%
Costo Gas retenido	0,0%	0,0%	0,0%	-66,0%	-2,7%	149,1%	-12,3%	183,1%	44,3%	54,9%	-28,0%
Precio del gas + GR	0,0%	12,0%	-0,5%	-62,8%	-1,8%	149,1%	-12,3%	127,8%	52,5%	53,7%	-27,3%
Margen distribución	0,0%	0,5%	0,3%	-66,0%	-7,0%	24,2%	-3,1%	62,4%	29,5%	1,4%	-26,6%
Variación % Tarifa final	0,0%	3,2%	0,2%	-65,2%	-5,6%	48,0%	-8,1%	90,2%	86,0%	24,8%	-27,0%

- (1) Se considera para el componente precio del gas, a la suma del PIST, y las DDA, junto con el costo del gas retenido.
- (2) Los valores expuestos corresponden a una facturación bimestral.

Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS. Tarifa final para un usuario R23 de 900 m3 anuales sin impuestos.

La factura de gas evolucionó durante todo este período con ajustes en el precio del gas en cada una de las oportunidades de actualización, con la excepción del año 2015, evidenciando una baja en dólares que impactó en el cargo variable y en el valor de las tarifas finales, que disminuyeron un 8%. Por otra parte, los márgenes de transporte y distribución prácticamente no tuvieron modificaciones hasta 2014, disminuyendo su valor en dólares, y desde allí en adelante experimentaron subas considerables.

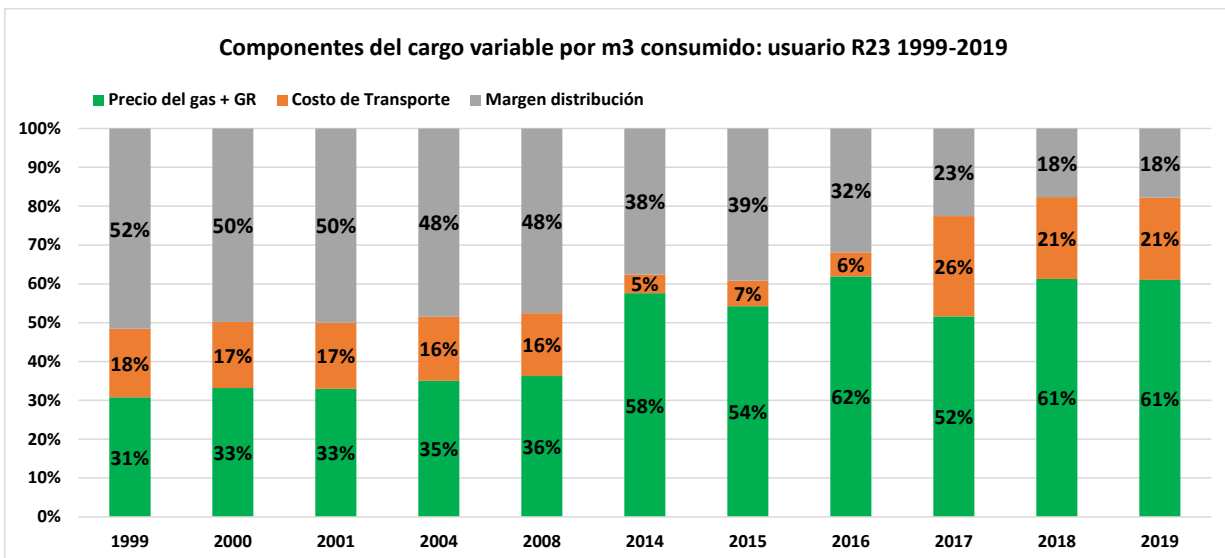
En ese sentido, las subas tuvieron una magnitud más notable en el costo de transporte que en el margen de distribución, que desde 2015 en adelante, y sobre todo luego de 2016 siempre tuvo un porcentaje de incrementos que se ubicó por debajo del primero hasta 2019.

Con este esquema, observamos que, como consecuencia de las disparidades en los aumentos por componente a lo largo del período analizado, el precio del gas fue teniendo una mayor participación en tarifas finales, especialmente a partir de 2014, cuando pasó de representar poco más del 30% del cargo variable a casi un 60%. Esta proporción se mantendría, con algunas caídas leves en 2015 y 2017 (cuando los aumentos más fuertes se dieron en los márgenes de transporte y distribución respecto del precio del gas) hasta 2019, cuando el precio del gas alcanzó una participación del 61%.

Mientras tanto, el costo de transporte, que tenía una participación en torno al 17% hasta 2014, desde allí y hasta 2016 la redujo, pasando a menos de la mitad, en valores en torno al 6%, pero luego de 2017 y en el marco de la RTI volvería a aumentarla hasta alcanzar valores incluso mayores a los de los años iniciales del período observado, primero del 26% y luego del orden del 21%.

Finalmente, la participación del VAD fue achicándose progresivamente desde 2014 en adelante, siendo el componente que nunca recuperó la incidencia en las tarifas finales y el que se vio más claramente reducido en términos comparativos. En consecuencia, si el VAD representaba valores en torno al 50% hasta 2014, en ese año y en 2015 recortó su participación a casi 40%, mientras que desde 2016 en adelante fue cayendo aún más hasta finalizar en 2018 y 2019 teniendo un peso del 18% en el cargo variable por m³.

Gráfico 21. Evolución de la participación (%) de los componentes del cargo variable por m3 en factura de un usuario R23 de Metrogas 1999-2019



Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS. Tarifa final para un usuario R23 de 900 m3 anuales sin impuestos.

La reducción del peso del VAD observada anteriormente tuvo como efecto principal una reducción de ingresos para la distribuidora en términos relativos con los otros segmentos de la cadena gasífera, que en contraposición incrementaron sus ingresos, al aumentar su participación porcentual en el cargo variable y por lo tanto en los ingresos provenientes de las tarifas finales de los usuarios residenciales. Así, en una etapa en la que las tarifas se incrementaban notablemente en términos reales, los segmentos que mejoraron su participación (producción y transporte) se vieron doblemente beneficiados por este proceso, en paralelo a la percepción de mayores ingresos por medio de la vía tarifaria, mientras que la distribuidora fue afectada en sentido contrario.

Sin embargo, como hemos visto anteriormente, los aumentos instrumentados a partir 2014 formaron parte de un proceso de recomposición de ingresos, que lentamente y de forma más clara luego de 2016, se reflejó en las cuentas de la empresa y especialmente en sus resultados.

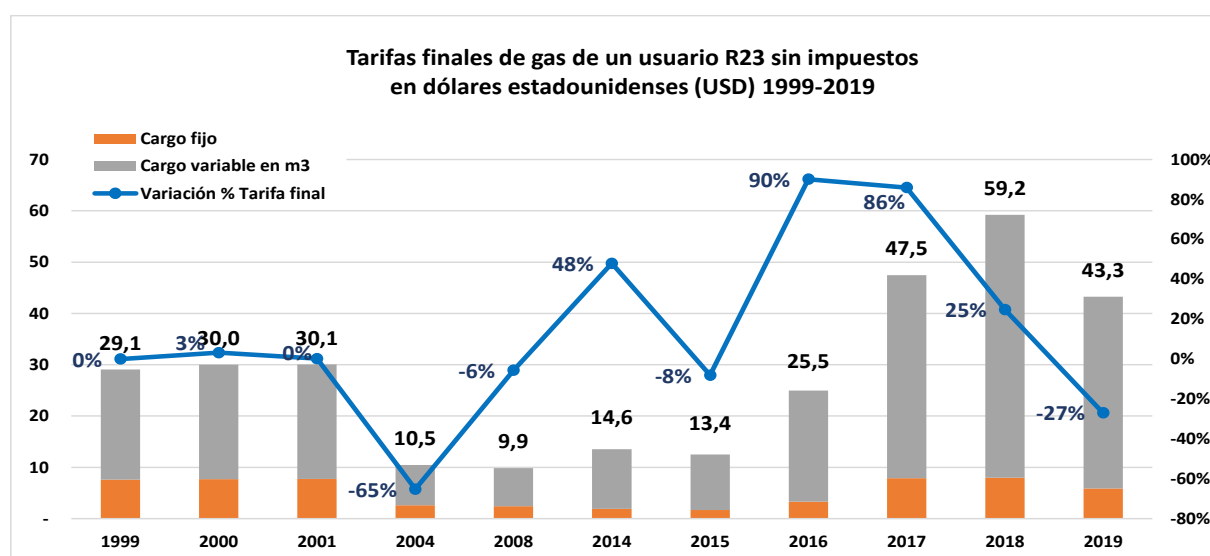
Con todo, si dividimos el período de acuerdo a las distintas intervenciones económicas estatales en materia tarifaria, las tarifas finales sin impuestos desde el año 2002 a 2014 aumentaron en pesos en un 295% y el cargo variable lo hizo en un 324%, mientras que la inflación mayorista acumulada durante este período fue del 740%¹⁸⁴, por lo que en términos reales las tarifas finales se encontraron este año por debajo del nivel que tenían hacia fines de la convertibilidad (-445 p.p.). Cabe recordar que las tarifas durante aquellos años gozaron de un tratamiento extraordinario y privilegiado, con actualización sujeta al PPI, lo que marcaba

¹⁸⁴ De acuerdo a datos del IPIM del INDEC.

un desnivel evidente con la evolución de los ingresos en pesos de la mayoría de la población y de los usuarios de gas, en particular de los usuarios residenciales.

De esta forma, la posconvertibilidad de los gobiernos kirchneristas finalizaba con una recomposición de precios y tarifas que en el saldo final todavía se encontraba negativa en términos reales de acuerdo a la evolución de la inflación mayorista, pero que abría una discusión sobre el ritmo de los incrementos futuros, teniendo en cuenta que las condiciones macroeconómicas y de ingresos que tenían lugar durante la convertibilidad atentaban contra el desarrollo del servicio de forma sustentable¹⁸⁵.

Gráfico 22. Evolución de tarifas finales sin impuestos y del cargo fijo y cargo variable por m3 en factura de un usuario R23 de Metrogas en dólares estadounidenses (USD) 1999-2019



Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS. Tarifa final para un usuario R23 de 900 m3 anuales sin impuestos.

Por otro lado, las tarifas finales sin impuestos de 2016 a 2019 aumentaron un 1.578% y el cargo variable se incrementó en un 1.697%, mientras que la inflación mayorista acumulada durante este período fue de 340%. Como se observa, la lógica de la política tarifaria en esta oportunidad fue contraria al período anterior y se orientó a efectuar aumentos acelerados que superaran la inflación, alcanzando guarismos elevados en términos del acumulado anual, especialmente en 2016, 2018 y 2019 (34,5%; 73,5% y 58,5%, respectivamente). Así, los incrementos tarifarios se encontraron notablemente por encima de la inflación (+1.238 p.p.), y en una velocidad inédita desde el inicio del sistema privado nacido con la convertibilidad, las tarifas no solo recuperaron el nivel perdido durante los años de congelamiento, sino que se ubicaron, en dólares, visiblemente por encima de los valores de la convertibilidad luego de 2017.

¹⁸⁵ Como se ha detallado en el capítulo 2 y 3, llevando a este esquema macroeconómico y regulatorio a su crisis.

Continuando con la evolución en dólares, hasta 2014 (9,9 dólares) las tarifas finales se encontraban 67% por debajo de los valores registrados en 2001 (31 dólares), en tanto la actualización efectuada ese año disminuyó la relación a un 51% (13,4 dólares). Más tarde, los incrementos tarifarios de 2016 ubicaron a las tarifas finales un 15% por debajo (25,5 dólares) de los valores en dólares de 2001 y ya en 2017 representaron un valor en dólares superior en un 58% (47,5 dólares). Finalmente, en 2018 las tarifas finales se ubicaron un 97% por encima (59,2 dólares) de los valores de 2001, alcanzando el mayor valor de toda la serie, mientras que en 2019 cayeron nuevamente, aunque siguieron en los niveles históricos más altos (43,3 dólares).

Cabe señalar que previamente al incremento tarifario de 2014, que destrabó el congelamiento luego de la salida de la convertibilidad, ya en 2012, ante la advertencia de que las cuentas empresariales se veían resentidas en el marco de un congelamiento que se planteaba extendido en el tiempo, se había implementado el cargo por el FOCEGAS, destinado a financiar inversiones para la expansión del servicio. Esto no representó un aumento tarifario en términos formales, pero sí tuvo la función de sostener el funcionamiento y la expansión del servicio¹⁸⁶.

En 2016, y en el marco de una nueva política tarifaria, se eliminó el cargo por el Decreto N° 2.067/09 y en 2017 se eliminó el cargo por el FOCEGAS. Asimismo, en 2018 con la Resolución SGE N° 14/17 se eliminaron los topes asignados mediante la Resolución MINEM N° 212/16 (posteriores al fallo CEPIS), y se redujo el monto de subsidio a los beneficiarios de Tarifa Social, así como también se eliminó el beneficio de ahorro en el consumo.

Quedaba clara la intención de forjar un ordenamiento tarifario que contemplara la menor cantidad de subsidios y cargos por fuera de los tres componentes de la factura analizados, junto con el componente tributario¹⁸⁷.

Ya en 2019, la actualización tarifaria prevista por la RTI para el caso de Metrogas se llevó a cabo a través de la Resolución ENARGAS N° 198/19 (rectificada por las Resoluciones ENARGAS N° 201/19 y N° 203/19), aprobando así cuadros tarifarios con aumentos escalonados en abril, mayo y junio¹⁸⁸. Luego, y a través de la Resolución SGE N° 521/19¹⁸⁹, se realizaría el diferimiento de los aumentos previstos para el mes de octubre a febrero de 2020, lo que instaló un congelamiento temporario de tarifas luego de la actualización semestral de principios de año.

Este sendero de actualizaciones pudo llevarse a cabo hasta la crisis cambiaria de 2018, que puso de manifiesto la relación intrínseca de las condiciones microeconómicas del sector con las condiciones macroeconómicas y distributivas, en tanto la variación del tipo de cambio

¹⁸⁶ Anteriormente, se habían implementado el cargo del Decreto N° 2.067/09, con el fin de financiar las importaciones de gas, así como los cargos surgidos del Decreto N° 180/04.

¹⁸⁷ Esto fue desarrollado con mayor detalle en el capítulo 3.

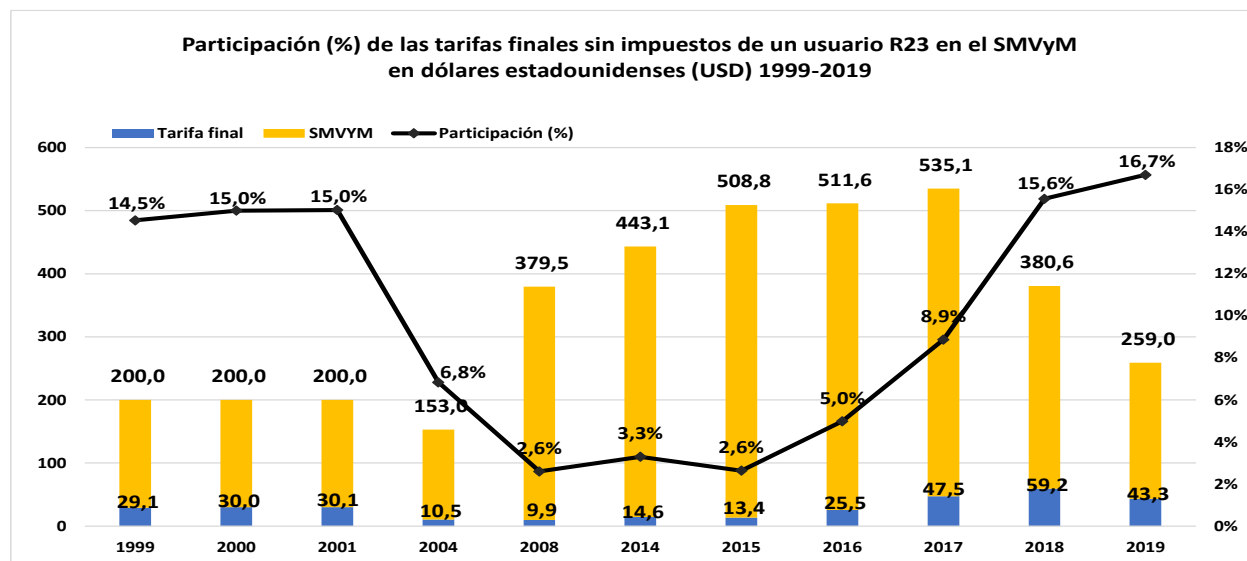
¹⁸⁸ Mediante Resolución ENARGAS N° 703/19 se publicaron en noviembre nuevos cuadros tarifarios para Metrogas como consecuencia del análisis y revisión de las DDA correspondientes al período octubre de 2018 - abril de 2019 y a abril de 2019 - octubre de 2019. La Resolución fue rectificada por la Resolución ENARGAS N° 763/2019.

¹⁸⁹ Luego modificada por la Resolución SGE N° 751/19, estiraría los plazos del diferimiento, del original 1 de enero hasta el 1 de febrero de 2020.

impactó en la cadena de pagos y en la presión sobre los precios y las tarifas finales, que ya venían con un ritmo de actualización que afectaba cada vez en mayor medida al poder adquisitivo de los usuarios¹⁹⁰.

En este sentido, observamos la evolución de la participación de las tarifas finales para el caso de Metrogas respecto de los valores fijados para el Salario Mínimo Vital y Móvil (SMVyM) durante todo este período.

Gráfico 23. Evolución de tarifas finales de un usuario R23 de Metrogas sin impuestos en dólares estadounidenses (USD) e incidencia (%) en el SMVyM 1999-2019



Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS y del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social (MTEySS) de la Nación. Tarifa final para un usuario R23 de 900 m3 anuales sin impuestos.

Hacia finales de la convertibilidad, la participación de la tarifa de gas en el SMVyM se mantuvo en el orden del 15%, en tanto esta relación se daba entre una tarifa de 30 dólares y un salario de 200. Siguiendo el sendero de actualizaciones tarifarias que fueron instrumentándose durante el período de estudio, posteriormente a la crisis, en 2004 este porcentaje se redujo casi a la mitad, con tarifas prácticamente congeladas en torno a los 10 dólares y un salario mínimo que comenzaba a aumentar en términos reales. Esta tendencia en 2008 se acentuó, alcanzando un porcentaje de participación del 2,6% en el salario, que se incrementó mientras las tarifas permanecían prácticamente congeladas. En 2014 y 2015, incluso con los incrementos tarifarios que tuvieron lugar a partir de este primer año, el porcentaje de participación se mantuvo relativamente en los mismos niveles porcentuales, ya que el salario real también evolucionaba al alza.

¹⁹⁰ Como hemos visto en capítulos previos, esto se cristalizó en la propuesta de pago en 24 cuotas de los aumentos derivados de las variaciones en el precio del gas por parte de la Secretaría de Energía, que luego derivó en la asunción de esa deuda con las empresas productoras por parte del Estado Nacional, a través del Decreto N° 1.053/18.

Luego de los mandatos kirchneristas, la relación entre estas dos variables se ubicó en un nivel considerablemente más bajo que el observado durante la convertibilidad, disminuyendo la incidencia de la tarifa en el SMVyM de un 15% en 2001 a un 2,6% en 2015.

Posteriormente, de la mano de una política tarifaria de incrementos acelerados, la relación con el SMVyM, que también experimentó aumentos, pero de mucha menor magnitud, volvió a incrementarse progresivamente, llegando en 2018 y 2019 a los niveles de finales de la convertibilidad e incluso superiores.

Desde otro ángulo, en 2015 el SMVyM había aumentado un 154% en dólares y la tarifa de gas de un usuario R23 había disminuido un 54% con respecto a los valores de 2001, generando una drástica disminución en el peso de la tarifa sobre los ingresos de un SMVyM. Ahora bien, en 2019, el SMVyM disminuyó casi un 50% en dólares respecto de los valores de 2015, mientras que las tarifas subieron un 222%, mostrando la contraposición de la evolución de estas dos variables en función de las distintas intervenciones económicas estatales de cada período.

Las diferentes evoluciones de la dinámica tarifaria (las tarifas finales de Metrogas) y de la dinámica de ingresos (SMVyM) durante este período mostraron más claramente los condicionamientos recíprocos entre la evolución macroeconómica; la política sectorial en materia tarifaria; y la situación socioeconómica de los usuarios.

En esa clave, la crisis de 2002, con una situación distributiva y macroeconómica crítica, impuso la necesidad de un congelamiento tarifario, un rediseño regulatorio y un nuevo programa macroeconómico expansivo y de mejoramiento de los ingresos. Durante la posconvertibilidad, el congelamiento se extendió, acompañado de avances distributivos y de un nuevo ordenamiento macroeconómico, que en los últimos dos mandatos kirchneristas comenzó a mostrar límites cada vez más visibles. Finalmente, en el gobierno de Cambiemos las tarifas aumentarían aceleradamente, al igual que cambiarían las variables macroeconómicas y también la situación distributiva hasta 2019, cuando la articulación de estas variables nuevamente daría cuenta de límites para continuar con los senderos programados de aumentos de precios y tarifas, imponiendo la necesidad de un nuevo congelamiento, similar a lo ocurrido dos décadas atrás.

El desempeño de Metrogas en relación al segmento distribuidor: los casos de Camuzzi Gas Pampeana y Naturgy Ban (1999-2019)

Para poder dimensionar el desempeño de Metrogas como parte del segmento distribuidor del mercado gasífero durante la fase final de la convertibilidad y la posconvertibilidad hasta 2019, efectuaremos un análisis comparativo de algunas de las variables económico-financieras de la empresa respecto de dos compañías del segmento distribuidor: Camuzzi Gas Pampeana y Naturgy Ban. De esta forma podremos identificar las particularidades que asumió la situación de Metrogas durante este período, así como también algunos de los elementos comunes con estos otros dos casos, lo que nos dará cuenta de la situación del segmento distribuidor a nivel general, dado el peso relativo de las compañías analizadas.

Junto con Metrogas, estas dos empresas se ubican en el podio de las tres distribuidoras más grandes del país, dentro de las nueve que operan dentro del segmento, teniendo en cuenta la cantidad de usuarios que abastecen, el volumen de gas entregado y la facturación anual.

Entre ellas concentran un 62% de la cuota de mercado del gas entregado por distribuidoras, con una participación de Metrogas en un 27%; de Naturgy Ban en un 19%; y de Camuzzi Gas Pampeana en un 15,5% (con más de 2,4 millones; casi 1,7 millones y casi 1,4 millones de usuarios, respectivamente, de un total de casi 9 millones de usuarios abastecidos a fines de 2019)¹⁹¹.

En cuanto al gas entregado, Metrogas entregaba, en el promedio de los cinco años entre 2015-2019, casi 19 MMm3/día a sus clientes, mientras que Naturgy Ban alcanzaba casi 10 MMm3/día y Camuzzi Gas Pampeana superaba los 14 MMm3/día¹⁹², lo cual en conjunto explicaban más de la mitad del total distribuido por empresas del segmento (alrededor de 85 MMm3/día).

Por su parte, respecto de la facturación anual, en el promedio de los cinco años mencionados, Metrogas se ubicó como la distribuidora que más facturó anualmente, seguida por Naturgy Ban y luego por Camuzzi Gas Pampeana, alcanzando valores porcentuales en torno al 23%, 20% y 17% del total facturado por el segmento distribuidor, respectivamente, y sumando entre las tres aproximadamente un 60% del total.

Adicionalmente, si se consideran las áreas de licencia, entre Naturgy Ban y Metrogas abastecen a todo el AMBA, que representa el mayor centro poblacional y económico del país. Complementariamente, Camuzzi Gas Pampeana abastece a la mayor parte de la provincia de Buenos Aires, junto con la provincia de La Pampa, por lo que entre las tres compañías cubren a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y prácticamente la totalidad de la provincia de Buenos Aires, un área geográfica en la que residían en 2019 más 20 millones de habitantes y cuya actividad económica representaba más del 50% del total país, puesto que el Producto Bruto Geográfico (PBG) de la provincia de Buenos Aires contaba con una participación de más de un tercio del PBI y el PBG de CABA participaba en aproximadamente un 20%¹⁹³.

En consecuencia, tanto en cantidad de usuarios como en facturación las tres empresas analizadas explican casi dos tercios del segmento distribuidor, mientras que en lo referido al volumen de gas entregado explican más de la mitad. Por su parte, respecto de su ubicación geográfica, las tres distribuidoras se encuentran en el área que concentra prácticamente la mitad de la población del país y la mitad de la actividad económica. Por lo tanto, la evolución comparada resulta pertinente, a fin de comprender el funcionamiento del segmento distribuidor a nivel general y entender con mayores elementos el caso de Metrogas.

¹⁹¹ De acuerdo a datos de ENARGAS.

¹⁹² De este modo, Metrogas entregaba un 22%, Naturgy Ban un 12% y Camuzzi Gas Pampeana un 17% del total del gas entregado por el sistema de distribución, respectivamente, y entre las tres compañías sumaban un 50% del total del gas distribuido en el país. Respecto de este tema, si bien Naturgy Ban no alcanza a ser la tercera distribuidora que más gas entrega, se ubica en cuarto lugar, por debajo de Camuzzi Gas del Sur.

¹⁹³ De acuerdo a datos del INDEC.

Cabe aclarar que en el ejercicio de cotejar las situaciones económico-financieras de las tres distribuidoras se han seleccionado años específicos, representativos de la trayectoria regulatoria del sector, para simplificar la lectura comparativa con información que permitiera dar cuenta de la evolución del trazo grueso y de los cambios que pudieran ocurrir a nivel general, sin el detalle del trazo fino en la evolución anual.

Así, en primer lugar, atenderemos la evolución que tuvieron los ingresos, los resultados operativos y la rentabilidad operativa, para dar cuenta de cuál fue la relación de la facturación y la dinámica operativa de las compañías con cada una de las etapas regulatorias observadas a lo largo de este estudio. Asimismo, expondremos la evolución comparada de los resultados de las empresas distribuidoras mencionadas, a fin de dar cuenta del rol de los costos financieros y tributarios en los resultados finales.

Finalmente, incluiremos en el análisis la evolución de las inversiones, así como la incidencia de la deuda en moneda extranjera sobre los pasivos de cada licenciataria, a fines de poder visualizar cómo repercutió el endeudamiento en moneda extranjera en la situación económico-financiera y particularmente en la efectivización de inversiones en activos fijos¹⁹⁴.

Observamos entonces la evolución de las ventas netas, los resultados operativos y la rentabilidad operativa para cada caso.

Cuadro 9. Evolución de ingresos (ventas netas) y resultado operativo (RO) en millones de dólares estadounidenses (USD) y rentabilidad operativa (%) de Metrogas, Naturgy Ban y Camuzzi Gas Pampeana (CGP) – Años seleccionados 2000-2019

Año	Ventas Netas			Resultado Operativo			Rentabilidad operativa		
	METROGAS	NATURGY BAN	CGP	METROGAS	NATURGY BAN	CGP	METROGAS	NATURGY BAN	CGP
2000	718,5	452,9	356,2	108,2	101,3	48,6	15%	22%	14%
2002	213,2	154,8	106,9	1,1	17,2	4,7	-1%	11%	4%
2005	305,1	191,5	150,3	28,3	16,4	13,0	9%	9%	9%
2008	285,1	193,3	142,9	37,1	25,4	7,7	13%	13%	5%
2012	265,8	187,8	154,4	20,1	5,3	17,1	-8%	3%	-11%
2015	499,3	213,4	174,4	70,6	30,0	20,4	14%	14%	12%
2017	735,8	395,3	349,9	65,0	54,7	67,1	9%	14%	19%
2019	1.249,0	675,6	606,7	134,6	47,5	76,7	11%	7%	-13%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas, Naturgy Ban y Camuzzi Gas Pampeana.

¹⁹⁴ Dada la importancia para el desarrollo de la empresa y el servicio, de acuerdo a lo aclarado previamente en el apartado de Metrogas.

Puede observarse que las ventas netas de las tres compañías asumen valores elevados hacia fines de la convertibilidad en el año 2000 y descienden considerablemente con la crisis en 2002, alcanzando casi un tercio del valor previo.

A partir de allí las ventas se recuperan rápidamente en 2005 en los tres casos y luego se observa para el caso de Metrogas una baja en las ventas tanto en 2008 como en 2012 y un nuevo ascenso en 2015, alcanzando este año valores que representaron 2/3 de lo registrado en el año 2000. Por el lado de Naturgy Ban y CGP, se visualiza una evolución con mayor similitud, en tanto desde 2005 a 2012 las ventas se mantuvieron en niveles más o menos estables, disminuyendo en 2008 en el caso de CGP y en 2012 en el caso de Naturgy Ban. Ya en 2015, las dos distribuidoras exhibieron nuevamente incrementos, ubicándose en valores superiores a los registrados en 2005 en un 11% para Naturgy Ban y un 16% para CGP, mientras que Metrogas alcanzó valores 64% más altos.

De este modo, luego del rebote post crisis, durante buena parte de la posconvertibilidad kirchnerista (desde 2005 en adelante) las ventas se ubicaron en niveles visiblemente inferiores a los del primer período, culminando el 2015 con los valores más altos de este período para las tres compañías. Luego, en 2017 y 2019, las ventas volvieron a crecer considerablemente en los tres casos, alcanzando en el primer año de Metrogas y CGP los niveles del año 2000, mientras que Naturgy Ban alcanzó valores cercanos. Finalmente, en 2019 las tres empresas superaron con creces esta referencia, teniendo en cuenta el impacto del ajuste de los estados contables por inflación impuesto a partir de 2018¹⁹⁵.

En cuanto a la evolución de la rentabilidad operativa, en el caso de Naturgy Ban puede observarse la influencia más marcada de los ajustes tarifarios de 2008, cuando fue habilitada a incrementar tarifas como parte de la firma del Acta Acuerdo de Renegociación de licencia¹⁹⁶. Más allá de este factor, Naturgy Ban mantuvo en todos estos años niveles de rentabilidad operativa elevados, superiores al 20% en el año 2000, y luego siempre mayor al 9%, con la excepción de 2012 y 2019, en los que igualmente tuvo ganancias.

Por su parte, CGP y Metrogas tuvieron rentabilidades en el orden del 14% y 15%, respectivamente, en el año 2000, que luego disminuyeron como consecuencia de la crisis, con mayor impacto en Metrogas, que sufrió pérdidas del 1%, mientras que CGP mantuvo una rentabilidad del 4%. Tanto en 2005 como en 2008 las tres empresas mantuvieron ganancias operativas, en un contexto de expansión de la demanda, más visible en cantidad de usuarios y volumen de gas entregado que en la extensión de cañerías¹⁹⁷, y reconfiguración del mercado

¹⁹⁵ Como se aclaró al comienzo del capítulo.

¹⁹⁶ Mediante la Resolución ENARGAS N.º 445/08.

¹⁹⁷ La tasa de incorporación de usuarios de Naturgy Ban y CGP evidenció un aumento post crisis, manteniéndose en niveles relativamente altos en términos históricos hasta 2015 (promedio anual de 2,8% en caso de CGP y de 2,1% en el caso de Naturgy Ban, mientras que Metrogas alcanzó un promedio del 1,5% anual). El volumen de gas entregado, que en Metrogas había alcanzado sus valores más altos de 2003 a 2011 (promedio anual de 21 MMm3/día), en Naturgy se mantuvo prácticamente estable desde la recuperación en 2003 a un promedio de 10,7 MMm3/día hasta 2016, en tanto en CGP creció hasta 2009, manteniéndose luego en valores relativamente estables hasta 2015. Luego de 2016, la tasa de incorporación de usuarios cayó en los tres casos, y el volumen de gas entregado disminuyó en el caso de Naturgy Ban, mientras que en Metrogas y CGP se incrementó, con mayor

gasífero, que generó mayores ingresos en un contexto de congelamiento tarifario (destrabado para Naturgy en 2008) y aumento del ritmo inflacionario impactando en los costos, que en el caso de CGP tuvo como efecto en 2008 menores ingresos y por ende una menor ganancia operativa.

Esta situación continuó impactando en los resultados y la rentabilidad en 2012, que en los casos de CGP y Metrogas fue negativa, mientras que Naturgy Ban alcanzó valores positivos. Finalmente, los últimos años de la serie las rentabilidades operativas volvieron a crecer y a alcanzar valores elevados en términos históricos, con la única excepción de CGP en 2019, en un contexto en el que ya se encontraban vigentes los cargos de FOCEGAS (2012) y las actualizaciones tarifarias (de 2014, y luego de 2016), en tanto en 2015 la suba de los resultados operativos y de la rentabilidad estuvo condicionada directamente por las Asistencias Transitorias del Estado Nacional, sin las cuales los resultados hubieran sido negativos.

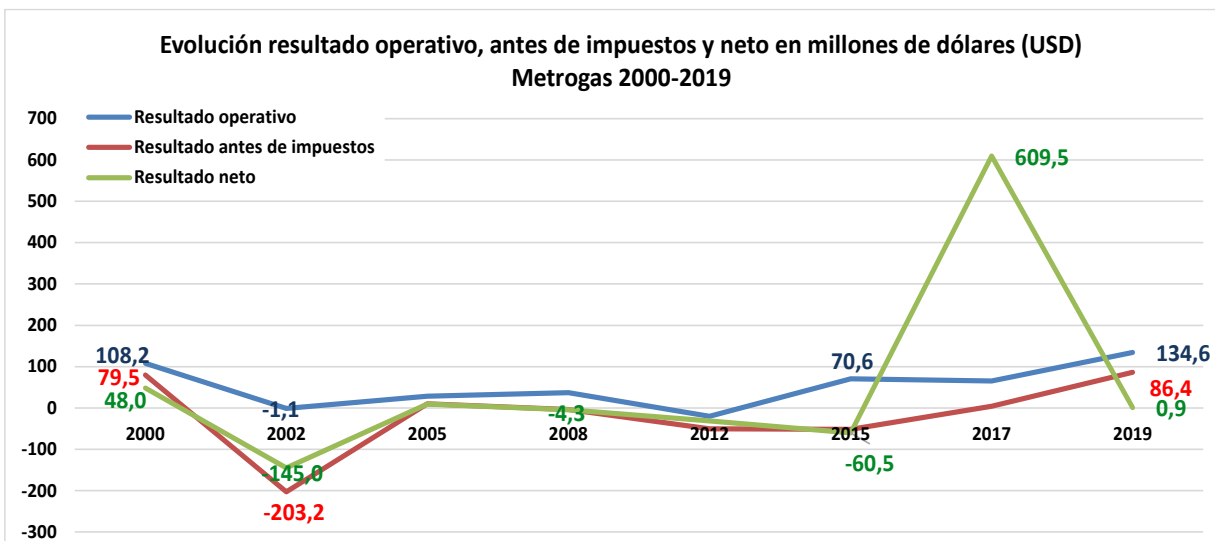
Es así que, en líneas generales, la evolución de las ventas y la rentabilidad operativa siguió la tendencia observada en Metrogas para los tres casos, con valores elevados hacia fines de la convertibilidad, un descenso en la crisis y una recuperación posterior durante los primeros años de posconvertibilidad, seguida de un deterioro hasta los años finales de los gobiernos kirchneristas, cuando las variables empezaron a recomponerse. Sin embargo, la evolución comparada también presentó algunas particularidades para cada caso. En Naturgy Ban, la actualización tarifaria marcó una excepcionalidad en el segmento distribuidor y redundó en que no registrara pérdidas en esta periodización. Más allá de este factor, la distribuidora se caracterizó por tener los valores más elevados en términos comparativos.

En cuanto a Camuzzi Gas Pampeana, cabe mencionar que los valores negativos expuestos en la rentabilidad operativa también resaltan en la relación con las otras dos empresas, en tanto adquirieron dos dígitos en 2012 y 2019, mientras que en Metrogas no sobrepasó este límite ni en 2002, 2012 ni en 2014 y en Naturgy Ban no se presentaron valores negativos durante estos años.

ritmo en esta última distribuidora. Por su parte, la extensión de cañería fue alta en la convertibilidad, mientras que en la posconvertibilidad el ritmo de expansión descendió notablemente en los tres casos.

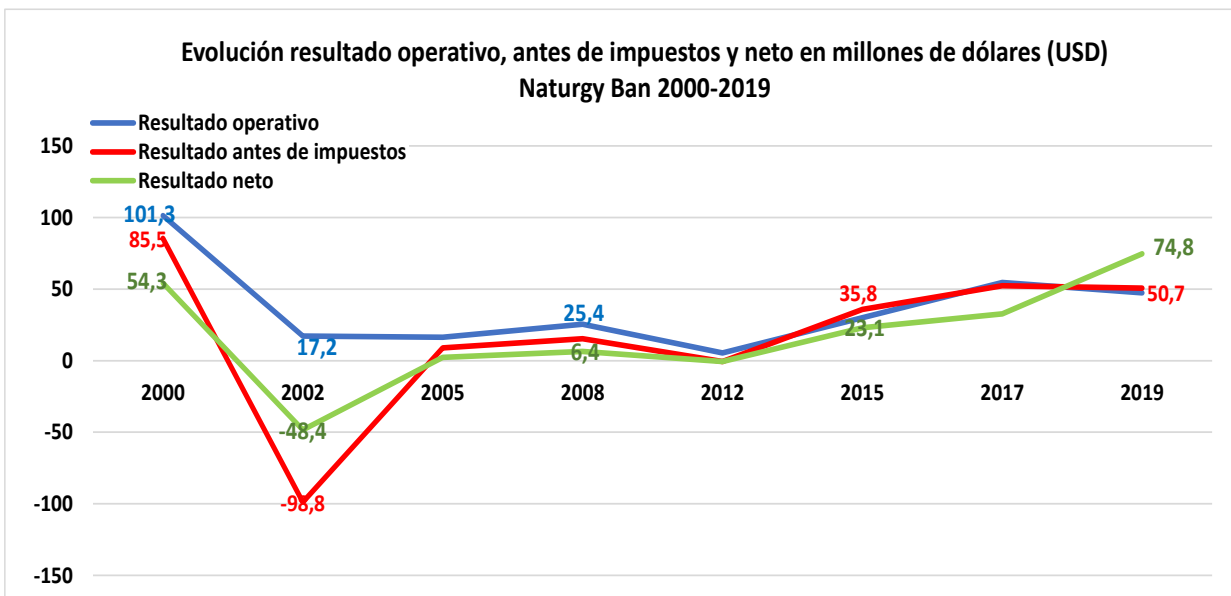
Gráfico 24, 25 y 26. Evolución de resultados operativos, antes de impuestos y finales (netos) de Metrogas, Naturgy Ban y Camuzzi Gas Pampeana en millones de dólares estadounidenses (USD) – Años seleccionados 2000-2019

Gráfico 24. Metrogas



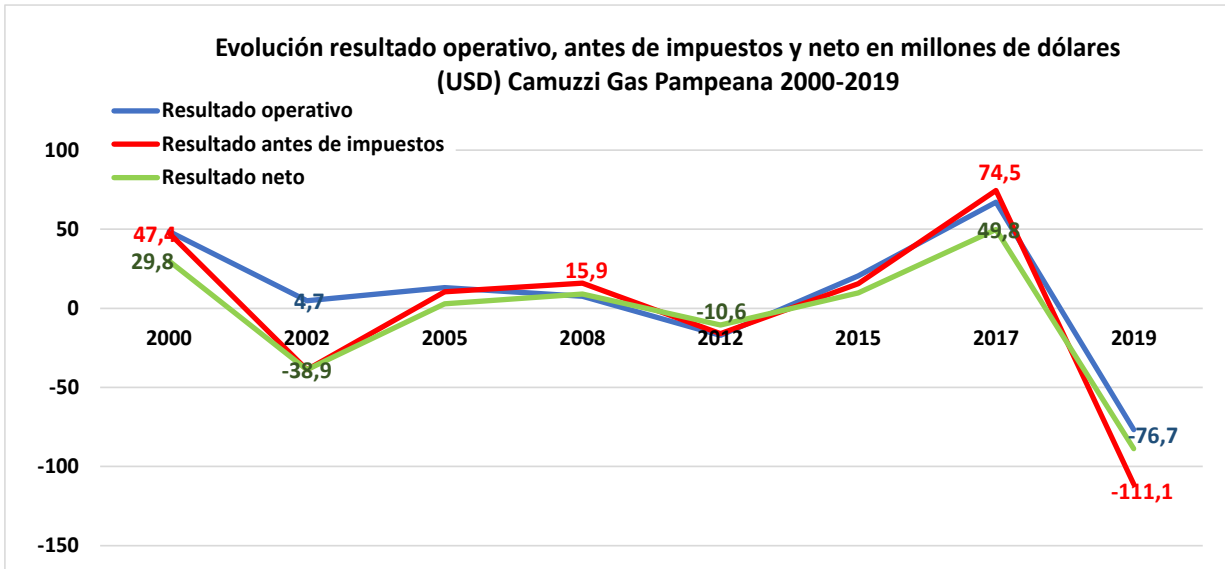
Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas.

Gráfico 25. Naturgy Ban



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Naturgy Ban.

Gráfico 26. Camuzzi Gas Pampeana



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Camuzzi Gas Pampeana.

La evolución general de los resultados también siguió la tendencia de las ventas y la rentabilidad operativa observada para los tres casos comparados más arriba, con la secuencia de valores altos en los años finales de la convertibilidad, descenso y recuperación considerable luego de la crisis de 2002, y más tarde una cierta estabilización que fue deteriorándose progresivamente hacia 2012. Posteriormente, los resultados recuperarían terreno lentamente y volverían a niveles superiores a los del período de la convertibilidad para el caso de CGP en 2017 (cayendo luego en 2019), mientras que Naturgy Ban continuaría hasta 2019 (aunque sus resultados operativos y antes de impuestos solo llegarían a la mitad del nivel registrado en 2000), al igual que Metrogas, con la excepción del resultado neto este último año.

Más allá de esta tendencia general, es importante señalar que, a diferencia de Metrogas, en Naturgy Ban y CGP la trayectoria de los resultados operativos, antes de impuestos y netos se encuentra mucho más alineada. Sin embargo, dentro de este alineamiento general se registran dos excepciones. La del año 2002, cuando se observa una mayor distancia producida por la influencia de los costos impositivos y sobre todo financieros en las cuentas empresariales de cada caso, a raíz del impacto de la salida del régimen cambiario y económico de los años noventa; y la de 2017 y 2019, cuando se observa una distancia más ligera, que en el caso de CGP está afectada en mayor medida por los costos impositivos en 2017 y financieros en 2019, mientras que en Naturgy la distancia se debe sobre todo a los costos impositivos, en tanto el factor financiero no afectó esta relación de los resultados.

De este modo, si en términos generales la trayectoria entre los distintos resultados, y sobre todo entre los resultados operativos y antes de impuestos se presenta convergente en CGP y Naturgy Ban, esto implica la baja incidencia de los costos financieros sobre los ingresos o ventas netas (de un promedio de 2% en los años seleccionados posteriormente a 2002 en el

caso de Naturgy Ban y de un 0,3% en el caso de CGP), a diferencia de lo ocurrido en Metrogas (promedio de 11,5% en este lapso), en donde estos condicionaron la trayectoria de resultados y el resto de las variables luego de 2002 y a lo largo de todo el período analizado.

Recordemos que Metrogas experimentó luego de la crisis de la convertibilidad resultados finales positivos desde 2005 a 2007, y luego en 2013, 2017 y 2019, mientras que el resto de los años registró pérdidas. Sobre todo, luego de los incrementos tarifarios de 2014 y luego de 2016, ese mismo año y en 2018 continuó registrando pérdidas netas, como consecuencia de la incidencia del costo financiero junto con los costos operativos en 2016 y con la suba en los gastos administrativos y de comercialización en 2018, marcando una trayectoria en la que predominaron las pérdidas netas, mientras que las otras dos compañías invirtieron esa lógica, con predominancia de ganancias netas, a excepción de 2002 y 2012.

Puntualmente estos años estuvieron afectados por situaciones particulares, comunes en los tres casos. Por un lado, a raíz del impacto cambiario y económico de la crisis de la convertibilidad en el sector, y por el otro, como efecto del agotamiento de la estrategia de renegociación de licencias y la demora en las actualizaciones tarifarias, en el marco de una economía inflacionaria que presionaba sobre los costos empresariales y comenzaba a visibilizar los efectos de las restricciones fiscales y de divisas. Adicionalmente, Camuzzi Gas Pampeana presentaría resultados finales negativos también en 2019, pero esto no afecta a esta descripción general.

Si se observan los resultados operativos, mientras que Metrogas tuvo pérdidas en 2002 y 2012, Camuzzi las experimentó en 2012 y 2019, atravesando la crisis de 2002 sin alcanzar el rojo operativo, al tiempo que Naturgy Ban mostró mayor solidez económico-financiera, en tanto no tuvo pérdidas operativas durante los años seleccionados de la evolución expuesta y solo tuvo pérdidas antes de impuestos como producto de la crisis en 2002 y en 2012, siendo esta última muy ligera, menor al millón de dólares.

Así, podemos afirmar que más allá de las particularidades de cada empresa en función de su situación económico-financiera individual y del proceso de renegociación de licencias, tanto CGP como Naturgy mostraron en el trazo grueso una evolución de sus resultados que, excluyendo la coyuntura atípica de 2002 con la salida de la convertibilidad, tuvieron poco impacto de los costos tributarios y sobre todo de los costos financieros en sus resultados finales, a diferencia del caso de Metrogas, que mostró una distancia más marcada entre las cuentas operativas y antes de impuestos durante toda la evolución, con costos financieros condicionando directamente los resultados finales.

Cuadro 10. Evolución de la relación del monto de deuda en moneda extranjera¹⁹⁸ vs. pasivos (%) Metrogas, Naturgy Ban y Camuzzi Gas Pampeana – Años seleccionados 2000-2019

Deuda en Moneda Extranjera / Pasivos			
Año	METROGAS	NATURGY BAN	CGP
2000	79,4%	72,6%	50,6%
2002	89,7%	93,9%	80,1%
2005	77,6%	74,4%	5,0%
2008	72,7%	35,6%	1,5%
2012	57,7%	0,2%	1,0%
2015	S/D	0,1%	0,6%
2017	S/D	0,1%	0,0%
2019	16,2%	0,0%	18,8%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas, Naturgy Ban y Camuzzi Gas Pampeana.

Esta diferencia del rol de los costos financieros y el endeudamiento en la ecuación económica y financiera de las empresas en comparación puede verificarse al observar el peso de la deuda en moneda extranjera sobre el total de los pasivos en cada compañía. En ese sentido, el peso de la deuda en moneda extranjera de Naturgy Ban resultó un poco más elevado que el de CGP hacia finales de la convertibilidad, alcanzando niveles similares a los de Metrogas, de más del 70% en el 2000, y más del 90% en 2002, siendo la distribuidora con mayor peso de deuda en moneda extranjera sobre pasivos de los tres casos expuestos, mientras que CGP en 2000 la participación de su deuda sobre pasivos representaba solo la mitad, y en 2002, un 80%.

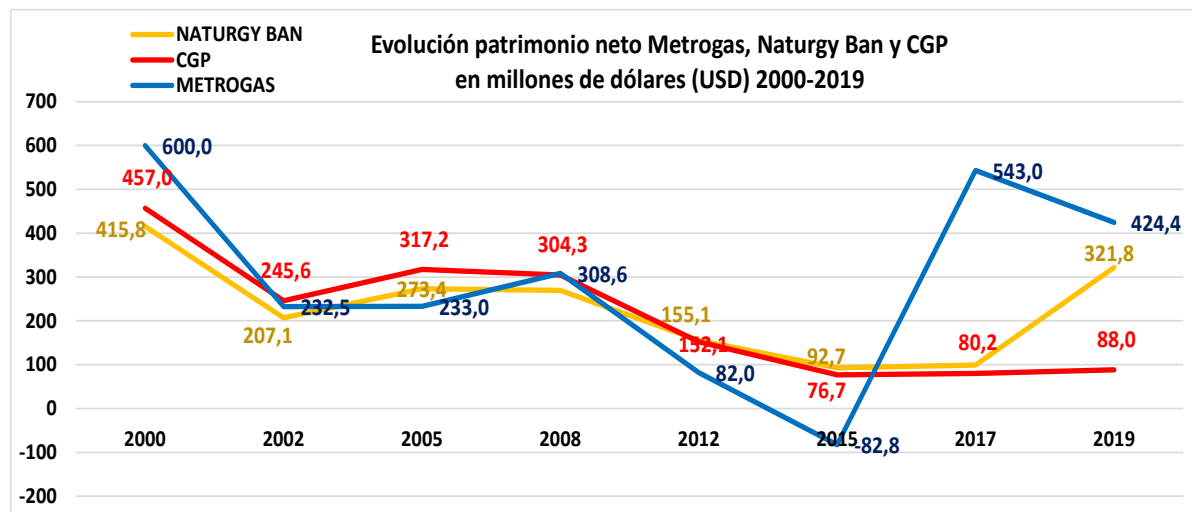
A partir de allí, con la salida de la convertibilidad, las tres empresas fueron reduciendo el peso del monto de deuda en moneda extranjera sobre sus pasivos, en el caso de Metrogas de manera notablemente más gradual que los otros y manteniendo valores elevados hasta 2012, cuando representaba más del 50% del total de sus pasivos. Por su parte, Naturgy Ban, luego de 2005, en el marco de un proceso de mayor ordenamiento regulatorio que derivó en una recomposición tarifaria, redujo aceleradamente el peso de la deuda en moneda extranjera, en tanto CGP hizo lo propio más tempranamente, luego de 2002, ya que en 2005 la incidencia en términos porcentuales era de solo un dígito. En estos dos últimos casos, en 2012 esta relación alcanzó valores mínimos que permanecieron hasta 2019. Sin embargo, en el caso de CGP este proceso registró un salto este año que la llevó a casi el 19% y en el caso de Metrogas, sin datos disponibles en 2015 y 2017, en 2019 registró valores menores a los observados previamente pero aún considerables, visiblemente más elevados en comparación con Naturgy Ban y CGP.

De este modo, si se ponen en relación las variables expuestas con la evolución de la situación patrimonial de cada caso, tanto Naturgy Ban como CGP compartieron con Metrogas una

¹⁹⁸ Se considera la deuda en dólares y euros sobre el total de los pasivos.

tendencia decreciente del patrimonio neto hasta 2015 con posterior recuperación, que sin embargo fue más leve.

Gráfico 27. Evolución patrimonial de Metrogas, Naturgy Ban y Camuzzi Gas Pampeana en millones de dólares estadounidenses (USD) – Años seleccionados 2000-2019



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas, Naturgy Ban y Camuzzi Gas Pampeana.

En la trayectoria patrimonial, Naturgy Ban y CGP partieron de niveles similares, superiores a los 400 millones de dólares de patrimonio neto al finalizar el período de la convertibilidad, experimentando una evolución posterior bastante similar hasta 2017, en tanto en 2019 Naturgy Ban incrementaría los valores patrimoniales considerablemente. Mientras tanto, Metrogas partió de niveles patrimoniales en torno a los 600 millones.

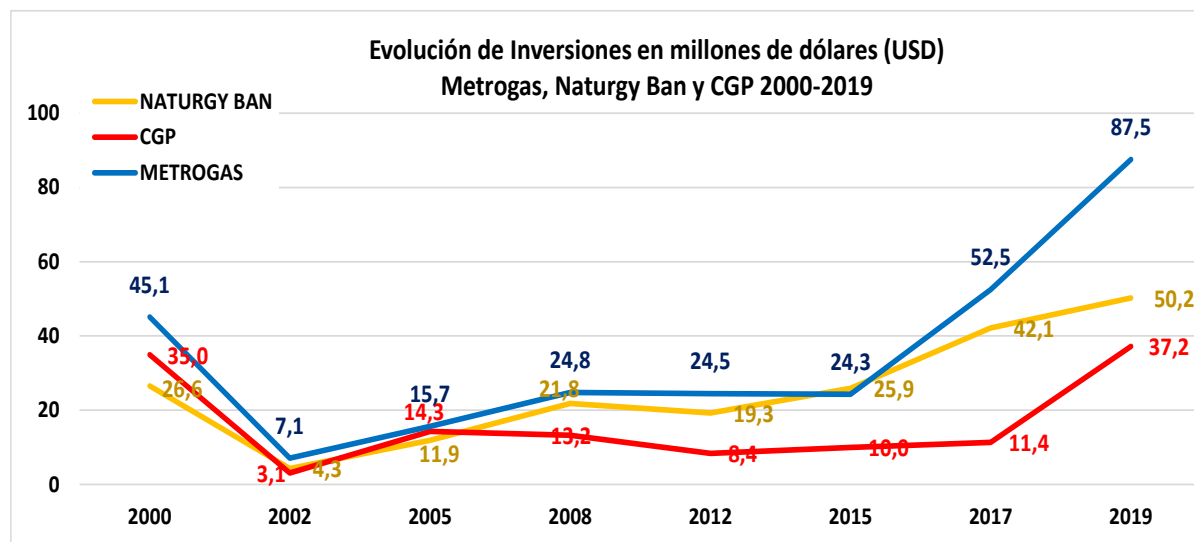
La evolución en todos los casos evidenció una primera disminución vertical con la crisis de 2002 que fue seguida de una recuperación los años 2005 y 2008, más leve en el caso de Metrogas. Posteriormente, todos los casos registran una disminución progresiva, sobre todo en el caso de Metrogas, llegando a 2015 con valores patrimoniales de casi un quinto de los expuestos en el año 2000 para CGP y Naturgy Ban, mientras que Metrogas registraba este año patrimonio neto negativo, que representó una caída del 114% respecto de los valores de 2000. Luego de 2015, se registra una suba leve en el caso de CGP, mientras que en el caso de Naturgy Ban también se observó un alza hasta 2019, cuando supera los valores de 2008.

Resulta importante señalar que al finalizar la etapa kirchnerista, Naturgy Ban y CGP presentaban patrimonios que en dólares significaban una cuarta parte de lo que marcaban hacia fines de la convertibilidad, dando cuenta de los altos niveles exhibidos durante esos primeros años, en forma coincidente con la mayoría de las variables analizadas (ventas, resultados, rentabilidad operativa, entre otras). Sin embargo, a diferencia de Metrogas, ninguno de los dos casos alcanzó en esta evolución pérdidas patrimoniales, lo que también expresa una situación económico-financiera mucho más comprometida para este último caso, como hemos visto a lo

largo del capítulo, condicionada sobre todo por el peso de las cuentas financieras y el incremento de costos operativos y gastos administrativos y de comercialización en segunda instancia, además de los aspectos regulatorios que se dieron en común.

Finalmente, observamos la repercusión de las variables mencionadas en las inversiones de las distribuidoras.

Gráfico 28. Evolución de inversiones en activos fijos de Metrogas, Naturgy Ban y Camuzzi Gas Pampeana en millones de dólares estadounidenses (USD) – Años seleccionados 2000-2019



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas, Naturgy Ban y Camuzzi Gas Pampeana.

La evolución de las inversiones también marcó en un nivel general la misma tendencia que las variables expuestas previamente, aunque tuvo diferencias para el caso de cada licenciataria, ya que CGP evidenció una trayectoria más parecida a la de Metrogas y Naturgy Ban expresó una evolución muy distinta. Por un lado, CGP partió de altos niveles en el año 2000 (26 millones de dólares), siguió con una caída importante en 2002, y más tarde experimentó una recuperación en los primeros años de la posconvertibilidad que continuó con una nueva disminución, más leve en esta oportunidad, hasta 2012, cuando alcanzó a representar 1/4 de lo registrado en el año 2000 (8,4 millones de dólares). Metrogas, como se ha visto, luego de la caída del 2002 recuperó el nivel de inversiones que se estabilizó relativamente hasta 2015, en tanto luego creció considerablemente y superando los valores elevados de la convertibilidad (teniendo en cuenta para los valores de 2018 y 2019 el ajuste contable por inflación, mencionado previamente).

Por otro lado, Naturgy Ban también tuvo un descenso de las inversiones en 2002 respecto de los años finales de la convertibilidad, pero luego la recuperación fue mucho más acelerada y prácticamente continua, alcanzando ya en 2008 niveles apenas inferiores al año 2000 (22 millones de dólares), y finalizando 2015 en los mismos niveles, mientras que posteriormente

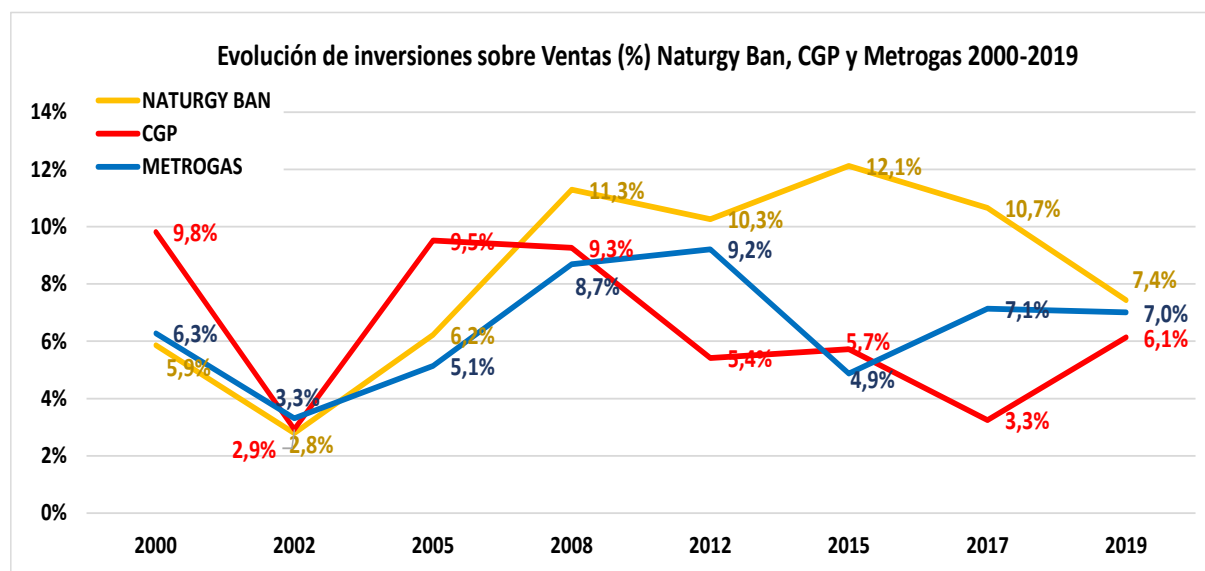
continuó la tendencia ascendente, llegando a valores de casi el doble respecto del 2000 en 2017 y 2019.

Cabe destacar que en este último caso el único año dentro de los seleccionados que se registró un descenso fue el 2012, por lo que la actualización tarifaria mostró relación con el mantenimiento de un ritmo de crecimiento en las inversiones, y en 2012, al registrarse varios años sin nuevas actualizaciones, este factor pudo incidir en la baja. Ya posteriormente a 2013, fundamentalmente debido a las nuevas condiciones regulatorias producto de la implementación del nuevo cargo por el FOCEGAS y las actualizaciones tarifarias subsiguientes junto con las Asistencias Transitorias, permitieron que en sintonía con un incremento de las ventas se dieran también incrementos en las inversiones en términos absolutos, como ocurrió en los otros dos casos.

De este modo, Naturgy Ban demostró mantener un nivel de inversiones más sostenido y en ascenso durante todo el período observado, a diferencia de CGP y Metrogas, que mostraron una tendencia de recuperación tenue y más lenta luego de 2002, alcanzando valores promedio de un tercio respecto de los máximos alcanzados en el año 2000 para el caso de CGP mientras que para Metrogas se alcanzó la mitad en el lapso de la posconvertibilidad entre 2005-2015. Por su parte, Naturgy Ban alcanzó un promedio de 2/3 respecto de los máximos alcanzados en el 2000 durante estos años, visiblemente por arriba a las otras dos licenciatarias.

Para complementar el análisis, observaremos esta evolución en relación con la facturación de cada empresa, además de considerar el monto invertido en términos absolutos.

Gráfico 29. Evolución de inversiones sobre ingresos (ventas netas) (%) Metrogas, Naturgy Ban y Camuzzi Gas Pampeana – Años seleccionados 2000-2019



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas, Naturgy Ban y Camuzzi Gas Pampeana.

El porcentaje de inversiones sobre ventas de Metrogas, como hemos visto al principio del capítulo, alcanzó su máximo hacia fines de la convertibilidad y en los años 2008 y 2012, durante la posconvertibilidad, pero sobre una base más baja de ventas, con valores en torno al 9%. Por su parte, CGP mostró una evolución similar, con valores en torno a un 10% tanto en el año 2000, como en el 2005 y 2008, también sobre una base menor de ingresos (menos de la mitad) mientras que los años posteriores de la periodización descendió a valores en torno al 5%, destacándose la caída a un 3% en 2017, cuando los ingresos de la compañía volvían a estar en niveles de fines de la convertibilidad.

En un sentido contrario, Naturgy Ban partió de los valores porcentuales más bajos y mostró los mayores porcentajes de inversiones sobre ventas durante los años de posconvertibilidad hasta 2015, con un promedio en torno al 11% desde 2008 y hasta 2017, sobre una base de ingresos que como CGP representaba menos de la mitad de los registrados a fines de la convertibilidad, descendiendo levemente en 2019.

Es importante destacar que el mayor nivel de inversiones de Naturgy Ban en términos absolutos y porcentuales estuvo sintonía con los mayores niveles de rentabilidad operativa en términos comparativos desde 2005 a 2015 en los años seleccionados, en tanto los otros dos casos se mostraron con mayor variabilidad.

Del mismo modo, respecto de la propensión inversora de las compañías vista en términos comparativos con Naturgy Ban, se observa que CGP expuso valores absolutos y porcentuales más altos durante los últimos años de la convertibilidad, sobre una base de ingresos y rentabilidad menor que esta distribuidora, mientras que luego se ubicó en ambos aspectos visiblemente por debajo, mostrando un mejor desempeño durante la convertibilidad, y uno más limitado en los años de posconvertibilidad.

De esta forma, luego de haber analizado la evolución de las variables de las empresas distribuidoras en clave comparada, se observa que Naturgy Ban mostró un mejor desempeño económico-financiero, en la medida que durante el período registró incrementos tarifarios y no evidenció aspectos problemáticos que tuvieran un efecto de arrastre en sus cuentas empresariales durante años posteriores. Por el otro lado, CGP tuvo una evolución con un mayor estancamiento los primeros años de la posconvertibilidad y un moderado declive posterior. Por su parte, Metrogas estuvo mucho más comprometida que las otras compañías en sus costos financieros, como se ha observado en la evolución de sus resultados, en los indicadores de endeudamiento, y en la incidencia del monto de deuda en moneda extranjera en sus pasivos. Este comportamiento general también se vio reflejado en las inversiones, como también se expuso más arriba.

Con todo, no puede eludirse que un factor que incidió de manera importante en las diferentes evoluciones de las variables analizadas tuvo que ver con las características que tuvo el proceso de renegociación de licencia en cada uno de los casos.

Por un lado, Metrogas fue la distribuidora que más tardó en efectivizar un Acuerdo con el Estado Nacional que le permitiera aumentar tarifas¹⁹⁹, por lo que recién en el año 2014, junto con el resto de las licenciatarias, pudo obtener ingresos adicionales por la vía tarifaria²⁰⁰. Por el otro lado, Naturgy Ban fue la primera licenciataria en alcanzar el Acta Acuerdo de Renegociación de licencia en el año 2006, y también fue la primera y única distribuidora en obtener como consecuencia una actualización tarifaria previa a la realizada en 2014, de forma general para todas las empresas, durante el año 2008. Esta situación le otorgó ingresos adicionales al resto, que acompañados de condiciones económico-financieras más sólidas le permitieron tener un mejor desempeño durante los años de la posconvertibilidad en comparación con el caso de CGP y sobre todo de Metrogas.

En este marco, el análisis comparado de las tres distribuidoras da cuenta de que uno de los factores fundamentales que marcaron la diferencia en el desempeño empresarial durante los años analizados tuvo que ver con el costo financiero. Como hemos podido observar, la distancia entre los resultados operativos y antes de impuestos signó la evolución de los balances de Metrogas luego de la crisis de 2002, cuando los costos financieros se incrementaron para los tres casos y todo el segmento distribuidor.

En ese sentido, si bien tanto Naturgy Ban como CGP posteriormente a la crisis de 2002 recompusieron sus balances despejando el factor financiero, CGP mostró mayor solidez en la evolución a través de un proceso más acelerado de reducción de sus costos financieros, así como de un menor peso relativo de la deuda en moneda extranjera sobre pasivos que Naturgy Ban. Sin embargo, como hemos visto, en ambos casos las proporciones se mantuvieron posteriormente en un nivel bajo y sin condicionar sus resultados finales. Contrariamente, Metrogas se vio particularmente afectada por este factor, con un alto peso relativo de deuda en moneda extranjera sobre pasivos durante todo el período analizado, muy por encima de los otros dos casos posteriormente a la crisis de 2002, quedando sujeta a las alteraciones que pudiera experimentar ese monto en relación con las variaciones del tipo de cambio, como sucedió en 2002, y posteriormente en 2014, pero más visiblemente en 2016 y 2018.

Así, este factor afectó directamente sus resultados finales, así como su evolución patrimonial y a nivel general la mayoría de sus indicadores económico-financieros, que se vieron también condicionados por un período signado por un congelamiento tarifario extendido; una reducción de la participación del VAD en las tarifas finales; y un incremento del ritmo inflacionario que iba impactando cada vez con más fuerza en sus costos. En consecuencia, las variables económico-financieras fueron deteriorándose hasta los últimos años de gobierno kirchnerista.

A partir de allí comenzó un proceso de mejora general de las variables empresariales que luego se aceleró durante la gestión de Cambiemos, pero que también fracasaría por dos razones: por la inconsistencia del esquema de actualizaciones tarifarias con el factor distributivo y

¹⁹⁹ A diferencia de las otras distribuidoras, que habían alcanzado el Acta Acuerdo de Renegociación de licencia, en el caso de Metrogas en 2014 se había llegado al segundo Acuerdo Transitorio, tal como se desarrolló con más detalle en el capítulo 3.

²⁰⁰ No obstante, Camuzzi Gas Pampeana había formalizado el Acta Acuerdo de Renegociación de licencia en el año 2009.

socioeconómico de los usuarios, afectando su capacidad de pago; y por la inconsistencia del programa macroeconómico y sus impactos sectoriales en el mercado del gas.

Complementariamente, respecto de estos puntos, la evolución de las variables observadas también marcó cierto estancamiento promediando el segundo gobierno kirchnerista, con un deterioro que luego comenzó a revertirse en el tercero y continuó más aceleradamente en el gobierno de Cambiemos.

De esta manera, las evoluciones observadas en el plano macroeconómico, sectorial y empresarial indicaron una estrecha relación entre sí, por lo que podemos afirmar que para la sostenibilidad del servicio público de gas por redes resulta clave una serie consensos y articulaciones entre el sector público y el sector privado en torno a estos tres aspectos.

Conclusiones

A lo largo de este trabajo hemos observado las características del funcionamiento del complejo privado-estatal en el mercado gasífero, con especial foco en el segmento de la distribución, y a partir del estudio del caso de Metrogas, la principal distribuidora de país, desde los años finales de la convertibilidad hasta 2019.

Con ese fin, realizamos un repaso de las perspectivas teóricas y conceptuales que discutieron sobre el rol del Estado y del sector privado en los procesos de desarrollo, identificando potencialidades y también límites en los papeles de estos dos agentes protagónicos. Este repaso nos permitió contar con herramientas conceptuales para ahondar en los aspectos de esta relación que pudieran producir restricciones al desarrollo, tal como ocurre en el caso argentino.

En el capítulo 1 realizamos un recorrido por estos debates y perspectivas desde mediados de siglo XX, destacando entre ellos los aportes de Amdsen (1989) y Evans (1996), con los conceptos de “autonomía enraizada” y de “reciprocidad”, que permitieron repensar sobre las capacidades del Estado para relacionarse con el sector privado a partir de casos exitosos de desarrollo económico en el sudeste asiático. Asimismo, los aportes neoestructuralistas de Fajnzylber (1990), Sunkel (1991) y Ocampo (1998), junto con elementos de la visión neoschumpeteriana, también presentes en Mazzucato (2014), nos permitieron llegar a Nochteff (1994), quien abordó más precisamente la relación Estado y empresas en el caso argentino. Así, identificó a las restricciones al desarrollo como consecuencia de la lógica de la relación entre una elite económica renuente a emprender innovaciones tecnológicas y un Estado sin políticas científicas y de innovación duraderas. Más tarde, Castellani (2012), a través de su estudio de los ámbitos privilegiados de acumulación continuó en esta misma línea, enfatizando en el carácter relacional entre Estado y sector privado.

La mirada relacional entre los actores involucrados en los procesos de desarrollo, propia de la sociología económica, también la encontramos en producciones acerca de la evolución del sector energético y el mercado gasífero, entre las cuales resaltamos la de Azpiazu y Schorr (2001) para el período de la convertibilidad y la de Serrani (2018), para el período de la posconvertibilidad, incluyendo en este último caso los primeros dos años de la administración de Cambiemos.

En el capítulo 2, analizamos la evolución del mercado del gas argentino desde la perspectiva de la intervención económica estatal y sus lineamientos principales, en su relación con el sector privado. Para ello nos remontamos a los orígenes del servicio, durante la primera mitad del siglo XX, y observamos las vicisitudes posteriores bajo la gestión del Estado Nacional, así como también dimos cuenta de las modificaciones introducidas con la privatización de los años noventa y el devenir de los años siguientes, para comprender con mayor claridad los impactos en su estructura y funcionamiento durante el período en el que se centra el trabajo (1999-2019).

Observamos así que, luego de los años de gestión estatal, el mercado del gas se caracterizó por intervenciones económicas estatales que buscaron beneficiar con altos ingresos y rentabilidad a las empresas licenciatarias del servicio público, a modo de incentivar un alto nivel de inversiones y una provisión eficiente del servicio que acompañara una alta expansión. Dentro de estas intervenciones, el factor de las actualizaciones tarifarias constituyó el punto más

destacado, en tanto dependía de un índice de precios extranjero, ajeno a la dinámica económica doméstica. Este esquema político y normativo, pensado en la clave del régimen convertible, mostró sus limitaciones luego de la crisis de 2002, cuando este régimen fue abandonado. A partir de allí, y en el marco de la pesificación de tarifas, la prórroga del congelamiento tarifario que ya tenía vigencia desde los últimos años del régimen previo, junto con la renegociación de los contratos de licencia, las intervenciones estatales buscaron reconfigurar el mercado gasífero a través de diversas medidas. Entre ellas, sobresalió la nueva segmentación del mercado, con el establecimiento del *unbundling* de gas natural y los rangos de consumo residencial, así como la fijación de cargos tarifarios que buscaban continuar expandiendo el servicio.

Posteriormente, la extensión del proceso de renegociación, junto con el congelamiento tarifario y el impacto de algunas variables macroeconómicas y sectoriales que comenzaron a condicionar la operación privada, tales como la aceleración inflacionaria, la disminución de la producción nacional de gas y el aumento de importaciones y del gasto en subsidios, derivó en un abordaje tardío de estos temas en la administración kirchnerista, más claramente a partir de 2012, y con actualizaciones tarifarias en 2014, luego de 14 años de congelamiento. Estos desequilibrios fueron abordados de manera acelerada por la administración de Cambiemos a partir de 2016, fundamentalmente a través de incrementos de precios y tarifas más abultados y sostenidos en el tiempo, una exitosa renegociación de licencias y una nueva normalización regulatoria, con la Revisión Tarifaria Integral en 2017 y la formalización de un directorio en el organismo regulador de los segmentos del transporte y la distribución (ENARGAS), luego de varios años de intervención.

En el capítulo 3 realizamos un ejercicio similar, en el sentido de analizar la evolución del mercado del gas, aunque en este caso la periodización estuvo centrada exclusivamente en los años posteriores a la privatización y fue abordada desde la perspectiva de la acción empresarial de Metrogas, dentro del segmento distribuidor, reconstruyendo cuál fue su relación con el Estado. En función de los distintos posicionamientos que mostraron las dos agencias (estatal y privada), pudimos distinguir diferentes etapas conceptuales durante estos años, que fueron conformando la relación del sector privado con el Estado y dieron cuenta más detalladamente de los rasgos que fue adquiriendo el funcionamiento del complejo estatal-privado del mercado gasífero.

En este sentido, los años de convertibilidad en el mercado del gas estuvieron marcados por el inicio de operaciones de las licenciatarias, en el marco de condiciones privilegiadas (fundamentalmente debido a los altos ingresos por la vía tarifaria). Sin embargo, este esquema regulatorio finalmente alcanzó sus límites, provenientes de la demanda, evidenciando la importancia de la alineación del factor distributivo y socioeconómico de los usuarios en la sostenibilidad de los esquemas regulatorios, ya que hacia fines de los noventa estos comenzaron a mostrar dificultades para el pago de las tarifas, lo cual derivó en la implementación de un diferimiento de los aumentos previstos por el marco regulatorio instaurado a comienzos de la década.

Luego de la crisis de 2002 y hasta el final de los mandatos kirchneristas en 2015, hemos visto tres etapas.

La primera (*¿un nuevo mercado gasífero? (2003-2006)*), de reconfiguración del mercado, tal como observamos en el capítulo 2, con algunas medidas que buscaron establecer nuevas reglas mientras transcurría la renegociación de licencias, en un período que había estabilizado la política de congelamiento y pesificación tarifaria. Estas reglas reflejaron una mayor intervención estatal, con nuevos precios del gas fijados por la Secretaría de Energía, y con el establecimiento de cargos tarifarios con destino específico a inversiones de expansión del sistema. Un punto de conflicto importante durante esta etapa, estuvo relacionado con el hecho de que British Gas, el consorcio empresarial controlante de Metrogas, se planteara una estrategia fuertemente confrontativa con el Estado Nacional a raíz del cambio de condiciones normativas provocado por la salida de la convertibilidad y la vigencia de la Ley de Emergencia Pública. Este punto adquirió relevancia en la medida que mientras que British Gas interpuso sendas demandas judiciales ante el *United Nations Commission on International Trade Law* (UNCITRAL), el Estado Nacional planteó el desistimiento de toda demanda judicial y extrajudicial como condición para el avance en un nuevo régimen de tarifas y el alcance de Actas Acuerdo para relanzar las condiciones de funcionamiento del servicio. Así, las dos agencias involucradas mantuvieron su postura durante la posconvertibilidad y este conflicto siguió afectando gran parte del período analizado, trabando la dinámica de toda la cadena gasífera.

La segunda etapa (*el desgaste de las herramientas (2007-2011)*), continuaría bajo la misma lógica general de la anterior, con la implementación de ajustes de precios y el mantenimiento de los cargos tarifarios establecidos como solución provisoria ante la imposibilidad de aumentos de tarifas formales, en tanto seguían los intercambios respecto de la renegociación de licencias, buscando nuevas condiciones normativas estables para el sector. De esta forma, el enfrentamiento de posturas entre Metrogas, impulsado por las acciones de su controlante, y el Estado Nacional, no tuvo avances significativos.

Ya en la tercera etapa (*abordaje de los ajustes pendientes (2012-2015)*), la venta de las acciones de British Gas a YPF IE, formalizada en 2013, constituyó un acontecimiento de relevancia en la relación con el Estado, en la medida en que la controlante de Metrogas cambiaba a la principal empresa de hidrocarburos del país, que había sido nacionalizada en 2012. Este hecho significó despejar el conflicto por el desistimiento de la demanda judicial tramitada en tribunales estadounidenses en la UNCITRAL por British Gas, lo que representaba el principal punto de discordia para alcanzar acuerdos referidos a los términos y condiciones del contrato de licencia y las actualizaciones tarifarias. A este hecho se le agregó, por un lado, el establecimiento del cargo por el FOCEGAS, que buscó reimpulsar la inversión en las distribuidoras que venían afectadas en sus cuentas empresariales luego de un período extenso de congelamiento tarifario. Por otro lado, en 2014, se llevaron adelante actualizaciones de precios y tarifas en forma homogénea para el sector, y en 2015 se formalizó el otorgamiento de Asistencias Económicas Transitorias en función del estado de situación económico-financiera de las empresas.

Finalmente, a partir de 2016, bajo la administración de Cambiemos, y en sintonía con la generalidad de las empresas actuantes en el mercado gasífero, Metrogas se mostró inicialmente de acuerdo con la política de incrementos tarifarios y avances en la renegociación de licencias para una nueva normalización del mercado, lo que se reflejó en la implementación de la RTI en 2017, junto con la derogación de la Ley de Emergencia y el establecimiento de las Bases y

Condiciones, que fijarían el sendero de aumentos de precios del gas y su impacto en tarifas hasta 2019. Sin embargo, después de la devaluación de 2018 y los impactos en materia de aceleración inflacionaria, la empresa manifestó su desacuerdo con algunas medidas que comprometían las previsiones de mejoras en sus cuentas empresariales. De esta forma, los ejemplos más claros fueron, por un lado, las diferencias en torno a los impactos del salto cambiario en el precio del gas y las DDA, y por el otro, en torno al recálculo de las actualizaciones tarifarias por parte del Estado Nacional, que reemplazó al IPIM como índice de actualización por una conjunción de índices que resultaba en un porcentaje de aumento menor al que hubiera indicado el primero, dado el impacto en precios del salto cambiario. A estas diferencias se agregaron otras sobre el final de esta etapa, entre las cuales se destacó el desacuerdo con el diferimiento de los aumentos tarifarios en 2019, año de elecciones presidenciales. Este diferimiento buscó atender la emergencia de los condicionantes distributivos y socioeconómicos en el pago de tarifas, a fines de poder otorgarle sostenibilidad al esquema regulatorio y de actualización tarifaria fijado por el gobierno, en la medida en que la capacidad de pago de los usuarios se veía comprometida ante la continuidad de los aumentos previstos.

Por último, en el capítulo 4 analizamos los resultados de la trayectoria de la agencia estatal y privada descrita para el mercado gasífero, concentrándonos en el período 1999-2019. Esto nos permitió integrar las dos perspectivas de los capítulos previos y observar con datos estadísticos la evolución macroeconómica y sectorial, así como el desempeño empresarial, durante estos años. Para ello, y con el fin de comprender con mayores elementos las tendencias y procesos descriptos a lo largo del trabajo, analizamos, por un lado, la evolución de datos del frente fiscal y externo asociados al área energética, en conjunto con datos sectoriales de la oferta de gas; y por el otro, la evolución de una serie de variables e indicadores económicos y financieros de Metrogas, junto con otras empresas comparables del segmento.

Pudimos observar que, luego de la crisis de 2002, los años de posconvertibilidad mostraron un gasto público en ascenso, con mayor fuerza luego de 2008 y hasta el final de los mandatos kirchneristas (continuando en ascenso durante 2016 y 2017). Dentro de este concepto, el gasto en servicios económicos siguió una dinámica similar pero más acelerada hasta 2014, y el gasto en energía tuvo un incremento aún más rápido hasta el mismo año, mostrando los límites que exhibió el frente fiscal desde la mirada del gasto público asociado al área energética. El frente externo experimentó una evolución en sintonía, evidenciando una caída en el nivel de reservas internacionales luego de 2010, mientras que el saldo de la balanza comercial comenzó a deteriorarse luego de 2009, al igual que el saldo de la balanza comercial de gas, como consecuencia de las mayores importaciones, en paralelo a una dinámica de la oferta en la que los niveles de producción local también disminuyeron desde este año.

Por otra parte, respecto de la evolución de los indicadores económico-financieros de Metrogas, observamos que la empresa presentó altos ingresos por ventas, alta rentabilidad operativa y altos niveles de inversión durante los años finales de la convertibilidad. Luego de la caída general producto del impacto de la crisis de 2002, los ingresos por ventas se recuperaron hasta 2009, pero se mantuvieron en niveles visiblemente por debajo de los visualizados en el final del período anterior (más de la mitad), mientras que la rentabilidad operativa registró los mejores valores de 2005 a 2009, exhibiendo, así como los ingresos, un deterioro posterior hasta 2012.

Más tarde, los ingresos y la rentabilidad mostraron una tendencia de recuperación hasta alcanzar valores altos luego de 2016 y hasta 2019, de la mano de incrementos tarifarios y extra-tarifarios (cargo por FOCEGAS) y de Asistencias Económicas Transitorias en 2015 y 2016, mientras que los mejores valores de ingresos por ventas y de rentabilidad operativa durante los años de la posconvertibilidad kirchnerista se debieron más al factor cantidad (volúmenes entregados) que al factor precio (dado el congelamiento tarifario) de la ecuación, como consecuencia del grado de expansión del servicio. Por su parte, las inversiones mostraron una caída en los años de crisis y una recuperación hasta 2009, cuando se estabilizaron hasta 2016, y luego volvieron a incrementarse aceleradamente.

Esta lógica pudo observarse también en el resto de los indicadores analizados, entre los que podemos destacar el deterioro patrimonial, acelerado desde 2009 hasta 2016 y el nivel de endeudamiento, que alcanzó de 2011 a 2014 los mayores niveles del período, a pesar de que esta variable siempre se mantuvo elevada para la empresa. En ese sentido, hemos podido verificar que el nivel de endeudamiento en moneda extranjera, aunque marcó una tendencia decreciente durante toda la posconvertibilidad, se mantuvo elevado durante todo el período, evidenciando la dificultad por despejar esta variable de los resultados finales y la dinámica patrimonial. Tanto fue así, que incluso luego del establecimiento del cargo tarifario del FOCEGAS, los incrementos de 2014 y de 2016-2017, los resultados finales de 2016 y 2018 continuaron marcando pérdidas.

Por otro lado, con la dinámica tarifaria que tuvo lugar desde finales de la convertibilidad hasta 2019, y a través del análisis de un ejemplo teórico, con el caso de un usuario residencial de Metrogas, no solo hemos visto la magnitud de los incrementos, sino que también visualizamos la disminución del peso del VAD dentro de la tarifa final, que pasó de representar valores cercanos al 50% del cargo variable por m³ consumido en 1999 a ser menores al 20% en 2019, afectando negativamente el volumen de ingresos de la empresa en la evolución de estos años.

Otra cuestión importante relacionada con la evolución del mercado gasífero durante este período fue la influencia del factor distributivo y socioeconómico en el funcionamiento de la cadena, tal como observamos con la evolución de la incidencia de la factura de gas en el Salario Mínimo Vital y Móvil. Analizamos entonces el impacto de la dinámica tarifaria en la capacidad de pago de los usuarios, eslabón final de la cadena, dando cuenta de que la evolución no articulada la dinámica tarifaria con la situación distributiva y socioeconómica de los usuarios implicó serios inconvenientes para una prestación del servicio sostenible, tal como sucedió, tanto en el esquema de la convertibilidad (y su crisis en 2002), como en el esquema del mandato de Cambiemos (y su crisis en 2018-2019).

Asimismo, la evolución comparada de Metrogas con Camuzzi Gas Pampeana y Naturgy Ban durante los años seleccionados, nos permitió elucidar más claramente las tendencias generales en el funcionamiento del sector durante el período analizado, así como también nos permitió reconocer las singularidades del caso de Metrogas, en el que podemos identificar el factor condicionante de los costos financieros en sus resultados finales.

De este modo, las ventas, los resultados y la rentabilidad operativa de estas dos distribuidoras mostraron la misma tendencia que la observada en Metrogas y que en el resto de los

indicadores macroeconómicos y sectoriales analizados con anterioridad. Esta dinámica se caracterizó por una recuperación los primeros años de la posconvertibilidad, un deterioro posterior, más visible al comienzo del último mandato kirchnerista y luego una nueva mejoría los años siguientes, con la excepción de las pérdidas observadas para CGP en 2019. En esta evolución pudimos verificar también la influencia de la dinámica tarifaria particular para Naturgy Ban, que se constituyó como el único caso del segmento con actualización de tarifas previamente al 2014, lo cual impactó en sus variables económico-financieras, siendo el caso con mejor desempeño en esta clave.

Así, la evolución general de los resultados empresariales en términos comparados también siguió la tendencia de las ventas y la rentabilidad operativa, con valores altos en los años finales de la convertibilidad, caída y recuperación sobre una base menor luego de la crisis de 2002, y más tarde una cierta estabilización que fue deteriorándose progresivamente hacia 2012. Posteriormente, los resultados recuperarían terreno lentamente de la mano de mayores ingresos y rentabilidad operativa, y volverían a crecer hasta el final del período analizado (aunque en el caso de CGP cayeron luego, en 2019). Así, en la evolución de resultados, observamos por un lado la influencia del factor precios (tarifas) de la ecuación de ingresos más marcada en Naturgy Ban respecto del resto, debido a la actualización tarifaria de 2008, que moldeó una curva con una caída menos pronunciada que los otros dos casos, aunque con tendencia similar.

Por otro lado, observamos que la trayectoria de los resultados se encontró mucho más alineada en el caso de Naturgy Ban y CGP, evidenciando un menor peso relativo de los costos financieros dentro de los resultados finales, a diferencia de Metrogas, que se vio condicionada por este factor durante toda la evolución. Esto se pudo observar también con el peso de la deuda en moneda extranjera sobre los pasivos, mucho mayor en el caso de Metrogas que en las otras dos distribuidoras, que posteriormente a la crisis de 2002 redujeron rápidamente estos valores, sobre todo en el caso de CGP. En este marco, Metrogas experimentó luego de la crisis de la convertibilidad resultados finales positivos desde 2005 a 2007, y luego en 2013, 2017 y 2019, en años en los que impactaron fundamentalmente los canjes de deuda (2006 y 2013) y los impactos tarifarios y regulatorios cristalizados en la RTI de 2017, mientras que el resto de los años registró pérdidas.

Por otra parte, la trayectoria de las inversiones también mostró para los tres casos comparados, luego de los altos valores durante la convertibilidad, una disminución con la crisis de 2002 y una mejoría posterior, pero en este caso sin deterioro considerable durante los años de la posconvertibilidad, con el mejor desempeño en el caso de Naturgy Ban y con los valores más modestos para el caso de CGP. En el caso de la evolución patrimonial, en todos los casos se observa un deterioro luego de 2008 y una recuperación para los años finales de los gobiernos kirchneristas, de acuerdo a la mayoría de las variables observadas.

De esta manera, los datos macroeconómicos, sectoriales y empresariales expuestos dieron cuenta de evoluciones similares y claramente relacionadas entre sí, mostrando la estrecha vinculación que existe entre estos planos y la evolución de las variables distributivas y socioeconómicas que impactan en los usuarios finales para proyecciones sostenibles dentro del complejo privado-estatal del mercado del gas. En ese sentido, el deterioro de la mayoría

de los indicadores y variables comenzó más claramente promediando el segundo mandato kirchnerista, mientras que las correcciones llegaron en el tercero y recién empezaron a mostrar sus efectos hacia el final de esta etapa. Por último, las correcciones se realizaron de manera acelerada y sin tener una perspectiva articulada y equilibrada entre los cuatro planos mencionados anteriormente (macroeconómico, sectorial, empresarial, y distributivo para los usuarios) durante el gobierno de Cambiemos, desnivelando esta articulación hacia el plano empresarial y haciendo fracasar el programa económico y los propios objetivos de la nueva intervención económica estatal.

Esta falta de articulación equilibrada constituyó quizás el principal aporte para el despliegue de la hipótesis planteada al comienzo de la tesis, en relación a las restricciones al desarrollo provenientes de la relación entre Estado y sector privado. De acuerdo a lo expuesto, en el mercado del gas, el funcionamiento del complejo estatal-privado evidenció limitaciones de las capacidades estatales para implementar intervenciones económicas que pudieran plantearse como duraderas y previsibles, para asegurar de esta forma normas claras y condiciones que faciliten la actividad del sector privado pero que también habiliten el espacio para las tareas de controlar y exigir resultados de acuerdo a estándares estatuidos.

Esto pudo verse con el establecimiento del esquema regulatorio de los años noventa, con actualizaciones tarifarias en dólares y de acuerdo al PPI, pero que desatendió la evolución de las variables distributivas y socioeconómicas de los usuarios, lo que, sumado a las inconsistencias macroeconómicas propias de la continuidad del régimen de la convertibilidad, terminó agotándose en 2002.

De este modo, dado que el marco regulatorio para el esquema surgido de la privatización fue creado con esta impronta en los años noventa, la salida de la convertibilidad resultó dificultosa, en la medida que estas normativas continuaban vigentes mientras que el régimen macroeconómico ya había cambiado. Esta paradoja instauró un período de marchas y contramarchas en el que el Estado implementó un esquema regulatorio de hecho caracterizado por una provisoriedad extendida que esta vez atendió mayormente al plano distributivo y socioeconómico de los usuarios, pero desatendió el resto, con impactos más visibles hacia el final del último gobierno kirchnerista. De esta forma, la crisis de este esquema no provino de la demanda sino de la oferta.

Las correcciones que se iniciaron aquí continuaron más aceleradamente luego de 2016, desatendiendo nuevamente el plano socioeconómico/distributivo de los usuarios, por lo que, con el fracaso del programa macroeconómico iniciado a mediados de 2018, otra vez las capacidades estatales mostraron una inadecuada articulación con la acción empresarial y sus resultados, impidiendo el desarrollo de un determinado set de intervenciones económicas que pudieran aparecer como sostenibles, articulando los cuatro planos descriptos con el sector privado.

Asimismo, la acción empresarial de Metrogas durante todo el período analizado mostró un comportamiento reticente a aceptar determinados lineamientos del Estado que afectaran niveles extraordinarios de ganancias y exigieran redireccionar estos recursos. Esto se visualizó en la postura intransigente que adoptó la controlante de la empresa a la salida de la

convertibilidad, cuando se planteó continuar durante años en sus demandas judiciales ante tribunales internacionales a raíz de la interrupción del esquema de actualizaciones tarifarias de los años noventa. Esta posición continuó durante más de 10 años, hasta que a partir de 2013 el cambio en la composición accionaria comenzó a destrabar el diferendo y dio lugar a que se pudiera ir corrigiendo el congelamiento de tarifas, sin alcanzar todavía un nuevo régimen regulatorio. La premura con la que en ocasiones se manifestó la empresa durante este período respecto de las medidas de recomposición acelerada de ingresos empresariales que debían tomarse pareció reflejarse durante los años 2016 y 2017 en la nueva RTI. Sin embargo, esta misma premura, que en estos años se planteó como dominante en el complejo estatal-privado del mercado gasífero fue la misma que llevó al fracaso a este esquema, al no considerar la articulación equilibrada de los planos macroeconómico, sectorial, empresarial y distributivo/socioeconómico, relegando este último por debajo del resto, en un ordenamiento que tenía como eje rector a los resultados empresariales.

En ese sentido, es posible afirmar que la articulación desequilibrada de los planos mencionados condujo más tardía o tempranamente a la crisis de los diferentes esquemas regulatorios observados a lo largo del período abordado. Ya sea en la fase final de la convertibilidad o en la administración de Cambiemos, cuando los límites del esquema surgieron desde abajo hacia arriba, a partir de las dificultades de la demanda para afrontar el pago de las tarifas finales, o durante los años finales de gobierno kirchnerista, cuando los límites del esquema surgieron desde arriba hacia abajo, a partir de las restricciones de oferta, el estancamiento de la inversión y los ingresos vía tarifas y la emergencia de tensiones macroeconómicas más visibles, sobre todo lo referido al frente fiscal y externo asociados al área energética.

Si bien la articulación equilibrada de cada uno de los planos mencionados resulta central en la sostenibilidad del funcionamiento del mercado gasífero, el funcionamiento alineado del complejo estatal-privado también muestra su importancia, con capacidades estatales que generen previsibilidad en el servicio, habilitando normas claras para las proyecciones empresariales del sector privado y para los controles del sector público, y con una acción empresarial del sector privado que pueda mostrarse proclive a alcanzar consensos sobre determinados lineamientos de política económica y respecto de la evolución de determinadas variables macroeconómicas, sectoriales y empresariales, que también considere el aspecto distributivo y socioeconómico de los usuarios.

Referencias bibliográficas

ABELES, M., FORCINITO, K., SCHORR, M. (1998): *Regulación del mercado de telecomunicaciones: límites e inconsistencias de la experiencia argentina frente a la liberalización*. Buenos Aires. FLACSO.

AMSDEN, A. (1989): *Asia's Next Giant. South Korea and Late Industrialization*. Oxford. Oxford University Press.

AMSDEN, A. (1992): *A Theory of government intervention in late industrialization*. The State and Market in Development. PUTTERMAN, L. and RUESCHEMEYER (eds).

AZPIAZU, D. y BASUALDO, E. (1988): *Cara y contracara de los Grupos Económicos. Crisis del Estado y promoción industrial*. Buenos Aires. Editorial Cántaro.

AZPIAZU, D, FORCINITO, K (2001): “La renegociación permanente, los incumplimientos empresarios y las rentas de privilegio. La regulación pública del sistema de agua y saneamiento en el Área Metropolitana”, en AZPIAZU, FORCINITO Y SCHORR (2001): *Privatizaciones en la Argentina: renegociación permanente, consolidación de privilegios, ganancias extraordinarias y captura institucional*. Buenos Aires. FLACSO.

AZPIAZU y SCHORR (2001). *Desempeño reciente y estructura del mercado gasífero argentino: asimetrías tarifarias, ganancias extraordinarias y concentración del capital*. Buenos Aires. FLACSO.

AZPIAZU, D. y SCHORR, M. (2001): *Privatizaciones, rentas de privilegio, subordinación estatal y acumulación del capital en la argentina contemporánea*. Buenos Aires. Instituto de Estudios y Formación CTA.

AZPIAZU, D (2001): “Privatizaciones y regulación pública en la Argentina Captura institucional y preservación de beneficios extraordinarios,” en AZPIAZU, FORCINITO Y SCHORR (2001): *Privatizaciones en la Argentina: renegociación permanente, consolidación de privilegios, ganancias extraordinarias y captura institucional*. Buenos Aires. FLACSO.

ASPIAZU Y BASUALDO (2004). “Las privatizaciones en la Argentina. Genesis, desarrollo y principales impactos estructurales”, en PETRAS, J y VELTMAYER, H. (compiladores) (2004): *Las privatizaciones y la desnacionalización de América Latina*. Buenos Aires. Ediciones Prometeo.

AZPIAZU, D., BASUALDO, E. M. y KHAVISSE, M (2004): *El nuevo poder económico en la Argentina de los ochenta*. Buenos Aires. Siglo XXI Editores.

AZPIAZU, D. (2007): *La privatización de los servicios de agua potable y saneamiento. Las enseñanzas del caso argentino*. Rev. Reflexiones 86 (2): 105-115, ISSN: 1021-1209 / 2007.

ACEMOGLU, Aron y ROBINSON, James A. (2012). Por qué fracasan los países: Los orígenes del poder, la prosperidad y la pobreza. Deusto.

ABELES, M., LAVARELLO, P. y MONTAGU, H. (2013). “Heterogeneidad estructural y restricción externa en la economía argentina”. En R. INFANTE y P. GERSTENFELD (Eds.), *Hacia un desarrollo inclusivo. El caso de la Argentina* (pp. 23-95). Santiago de Chile. CEPAL/OIT.

ARCEO, N. (2018): *Las modificaciones tarifarias en la cadena del gas natural en Argentina*. Apuntes del CENES. Vol. 37. N° 66.

BASUALDO, E. (2003): *Las reformas estructurales y el plan de convertibilidad durante la década de los noventa: el auge y la crisis de la valorización financiera*. Buenos Aires. FLACSO. Disponible en http://bibliotecavirtual.clacso.org.ar/ar/libros/argentina/flacso/no7_BasualdoRE200.pdf

BASUALDO, E. (2010): *Estudios de historia económica argentina. Desde mediados de siglo hasta la actualidad*. Buenos Aires. Siglo XXI Editores.

BARRERA, M. A. (2012): *Las consecuencias de la desregulación del mercado de hidrocarburos en Argentina y la privatización de YPF*. CUADERNOS DEL CENDES, Caracas, pp. 101 – 129.

BELINI, C. Y ROUGIER, M (2008): *El Estado empresario en la industria argentina. Conformación y crisis*. Buenos Aires. Editorial Manantial.

BERNARDI, M.H (2013): *El sistema del Price-cap y la suspensión de la actualización automática en las tarifas del gas*, en Revista Petrotecnia. Disponible en http://www.petrotecnia.com.ar/febrero13/PDFs_PetroSINPublicidad/Price-cap.pdf

BELINI, C (2017): *Historia de la Industria en la Argentina. De la Independencia a la crisis de 2001*, Buenos Aires. Sudamericana.

BECCARIA, L. y MAURIZIO, R. (2017): *Mercado de trabajo y desigualdad en la Argentina Un balance de las últimas tres décadas*. Revista Sociedad, N° 37.

CARDOSO, F. y FALETTO, E. (1969): *Dependencia y desarrollo en América Latina*. México. Siglo XXI.

CASTELLANI, A. (2006). *La relación entre intervención estatal y comportamiento empresario. Herramientas conceptuales para pensar las restricciones al desarrollo en el caso argentino*, en Jornadas de Estudios Sociales de la Economía, IDAES y Museu Nacional de la UFRJ. Buenos Aires.

CASTELLANI, A. (2006). *Estado, empresas y empresarios. La relación entre intervención económica estatal, difusión de ámbitos privilegiados de acumulación y desempeño de las*

grandes firmas privadas. Argentina 1966-1989. Tesis de Doctorado en Ciencias Sociales. Universidad de Buenos Aires.

CASTELLANI, A. (2012): “Introducción” y “Ámbitos privilegiados de acumulación y restricciones al desarrollo en Argentina (1966-1989)”, en CASTELLANI, A. (coord.) (2012): *Recursos públicos, intereses privados. Ámbitos privilegiados de acumulación en Argentina (1966-2003)*. Buenos Aires. UNSAM Edita.

CASTELLANI, A. (2014): “La elite económica en la Argentina de los años noventa”, en CASTELLANI, A. (coord.) (2014): *Radiografía del poder económico en la Argentina de los años noventa*. Buenos Aires. UNSAM Edita.

CANTAMUTTO, F. (2016): *Fases del kirchnerismo: de la ruptura a la afirmación particularista*. México. Convergencia, vol. 24, núm. 74.

CAMMESA (2020): Informe mensual febrero 2020: principales variables del mes. Disponible en <https://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/Informe%20Mensual/Informe%20Mensual.pdf>

CEPPI, N (2017): Política energética argentina. Un balance del período 2003-2015. Revista problemas del desarrollo. N° 192. México. UNAM.

CENDA (2010): “La macroeconomía después de la Convertibilidad”, en *Notas de la economía argentina*. Buenos Aires.

CENDA (2010): *La anatomía del nuevo patrón de crecimiento y la encrucijada actual: la economía argentina en el período 2002-2010*. Buenos Aires. Cara o ceca.

CIFRA-FLACSO (2016): *La naturaleza política y económica de la Alianza Cambiemos*. Documento N° 15. Centro de Investigación y Formación de la República Argentina. CTA – FLACSO. Área de Economía y Tecnología. Buenos Aires.

CHIBBER, V. (2005): *¿Reviviendo el Estado desarrollista? El mito de la ‘burguesía nacional’*, en *El imperio recargado*. Buenos Aires. CLACSO

DORNBUSCH, R. y EDWARDS, S. (1990): *La macroeconomía del populismo en América Latina*. México. FCE.

DORNBUSCH, R. y EDWARDS, S. (1990): *The Macroeconomics of Populism*, en *Journal of Development Economics* (32). Washington.

DOSSI, M. y LISSIN, A. (2011): *La acción empresarial organizada: propuesta de abordaje para el estudio del empresariado*, en *Revista Mexicana de Sociología*, vol.73, n°3. México.

DURKHEIM, E. (1987): *La división social del trabajo*. Madrid. Akal.

EINSTOSS, A. (2020): *El barril criollo y sus consecuencias. Análisis reciente de la renta petrolera en Argentina*. Buenos Aires. CECE.

EINSTOSS, A. (2020): *Precios, tarifas y subsidios a la energía. El problema de la regulación energética 2003-2019*. Buenos Aires. EUDEBA.

ENGERMAN, Stanley L. and SOKOLOFF, Kenneth L. (2003): *Factor Endowments, Inequality, and Paths of Development Among New World Economics*. NBER, Cambridge.

EVANS, P. (1996): *El Estado como problema y como solución*, en *Desarrollo Económico* (140). Vol. 35. Buenos Aires.

FAJNZYLBER, F (1990): *Industrialización en América Latina: de la caja negra al casillero vacío*, en *Cuadernos de la CEPAL*, N°60. Santiago de Chile.

FIEL (1988): *Regulaciones del gobierno en la economía argentina*. Buenos Aires. FIEL

FIEL (1999): *La Regulación de las actividades competitivas y de los servicios públicos: teoría y experiencia argentina reciente*. Buenos Aires. FIEL.

FRIEDMAN, M. (1966): *Capitalismo y libertad*. Madrid. Ediciones Rialp.

FRIEDMAN, M y FRIEDMAN, R (1992): *Libertad de elegir. Hacia un nuevo liberalismo económico*. Barcelona. Ediciones Grijalbo.

FURTADO, C. (1966): *Subdesarrollo y estancamiento en América Latina*. Buenos Aires. Editorial Universitaria.

FURTADO, C. (1971): *Desarrollo y subdesarrollo*. Buenos Aires. Eudeba.

FURTADO, C. (1972): *Análisis del modelo brasileño*. Buenos Aires. Centro Editor de América Latina.

GADANO, N. (1998). *Determinantes de la inversión en el sector del petróleo y gas en la Argentina*. Serie de Reformas Económicas. Buenos Aires. CEPAL.

GAGGERO, A. (2012): *Estado, mercado y dinámicas organizacionales. Un abordaje de las estrategias empresarias a través de la sociología económica*, en *Papeles de Trabajo*. Año 6, N° 9, junio de 2012, pp.37-57.

GAGGERO, A. (2012): *La retirada de los grupos económicos argentinos durante la crisis y salida del régimen de convertibilidad*. *Desarrollo Económico*. Vol. 52, No. 206 (julio-setiembre), pp. 229-254.

GERSCHENKRON, A. (1962): *Economic backwardness in historical perspective. A book of essays*. Cambridge. Belknap Press of Harvard University.

GERCHUNOFF, P., GRECO, E. y BONDOREVSKY, D. (2003): *Comienzos diversos, distintas trayectorias y final abierto: más de una década de privatizaciones en Argentina, 1990-2002*. ILPES-CEPAL. Santiago de Chile.

- GRANOVETTER, M. (1985). *Economic Action and Social Structure: The Problem of Embeddedness*. American Journal of Sociology.
- GRIFFA, B. (2018): *Informe del mercado de gas natural. Año 2018*. CIEPE - Escuela de Economía y Negocios - UNSAM.
- GRONDONA, A. comp. (2016): *Estilos de desarrollo y buen vivir*. Buenos Aires. Ediciones del CCC.
- HIRSCHMAN, A (1958): *The strategy of Economic Development*. Yale University Press, New Haven. Traducción española en FCE, varias ediciones.
- KOZULJ, R (2000). *Resultados de la reestructuración de la industria del gas en Argentina*, en “Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ ‘Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe’”. Santiago de Chile.
- KOZULJ, R (2005). *Crisis de la industria del gas natural en Argentina*. Serie recursos naturales e infraestructura. Chile. CEPAL.
- KOZULJ, R. (2012): *Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur*. Chile. CEPAL
- KOZULJ, R (2012). *Energía y Desarrollo. Los desafíos del Sector Energético Argentino*. Río Negro. PNUD-UNR-Fundación Bariloche.
- KOZULJ, R. (2015). *El sector energético argentino: un análisis integrado de sus problemas, impactos y desafíos macroeconómicos*. Universidad Nacional de Río Negro.
- KULFAS, M. (2016): *Los tres kirchnerismos. Una historia de la economía argentina, 2003-2015*. Buenos Aires. Siglo XXI.
- LEWIS, W. (1954): *Economic Development with Unlimited Supplies of Labour*. Manchester School, vol. 22, pp.139-191.
- MARX, K. (1959): *El Capital*. Tomo 1. México. Fondo de Cultura Económica.
- MAUSS, M. (2009): *Ensayo sobre el don: forma y función del intercambio en las sociedades arcaicas*. Madrid. Katz Editores.
- MAZZUCATO, M. (2014). *El Estado Emprendedor. Mitos del sector público frente al sector privado*. Madrid. RBA
- NAVAJAS, F. (2015): *Subsidios a la energía, devaluación y precios*. Documento de trabajo N° 122. Buenos Aires. FIEL
- NAVAJAS, F. Y BARRIL, D. (2015): *Natural Gas Supply Behavior under Interventionism: The Case of Argentina*. The Energy Journal; vol. 36, no. 4

NORTH, D.; SUMMERHILL, W.; WEINGAST, B. (2002): *Orden, desorden y cambio económico: Latinoamérica vs. Norte América*. Revista Instituciones y Desarrollo 12-13.

NOCHTEFF, H (1994). “Los senderos perdidos del desarrollo. Elite económica y restricciones al desarrollo en la Argentina”, en AZPIAZU, D. y NOCHTEFF, H., *El desarrollo ausente. Restricciones al desarrollo, neoconservadurismo y elite económica en la Argentina*. Ensayos de Economía Política. Buenos Aires. FLACSO.

NURKSE, R. (1952): *Some international aspects of the problem of economic development*, The American Economic Review. Vol. 42. N° 2. Papers and proceedings of the sixty fourth annual meeting of the American Economic Association. pp. 573.

OCAMPO, J. (1998): *Más allá del Consenso de Washington: una visión desde la CEPAL*, en Revista de la CEPAL. Santiago de Chile.

PISTONESI, H (2001): *Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso de Argentina*. Santiago de Chile. CEPAL.

PNUD-CEPAL-GTZ (2009): *Contribución de los servicios energéticos a los Objetivos de Desarrollo del Milenio y a la mitigación de la pobreza en América Latina y el Caribe*. Santiago de Chile. Naciones Unidas.

POLANYI, K. (1944): *The Great Transformation*. Boston, Massachusetts. Beacon Press.

PREBISCH, R. (1949): *El desarrollo económico de la América Latina y algunos de sus principales problemas*, en El Trimestre Económico. Vol. 16, No. 63, pp. 347-431. FCE.

PREBISCH, R. (1963): *Hacia una dinámica del desarrollo latinoamericano*. México. FCE.

ROLANDO, E. (2010): *El gas que llegó del frío: la construcción del gasoducto Comodoro Rivadavia-Buenos Aires, en Petrotecnia*. Disponible en http://www.petrotecnia.com.ar/agosto2010/4_2010/SINpublicidad/82-91.pdf.

ROSENSTEIN-RODAN, P. (1943): *The Problems of Industrialisation of Eastern and South-Eastern Europe*. The Economic Journal Vol.53.

ROSTOW, W. (1959): *The stages of economic growth*. Economic history review. New Series. Vol. 12. N°1. pp. 1-16.

RUBINI, H.J. (2012): *La Pesificación Asimétrica, diez años después*. Instituto de Investigaciones Económicas Facultad de Ciencias Económicas Universidad del Salvador. Documento de investigación N° 5, disponible en <http://www.usal.edu.ar/archivos/eco/docs/doc5.pdf>

SABATTELLA, I (2012): *La política petrolera de la posconvertibilidad: de la herencia neoliberal a la expropiación de YPF*. Revista Argumentos. N° 14.

SABBATELLA, I. y SERRANI, E. (2011): *A 20 años de la privatización de YPF. Balance y perspectivas*. Voces en el Fénix. Buenos Aires. Año: 2011 p. 6 – 15.

SCHORR, M y WAINER, A. (2014): *La economía argentina en la posconvertibilidad: problemas estructurales y restricción externa*. Realidad Económica.

SERRANI, E (2012). *Reformas estructurales y conformación de ámbitos privilegiados de acumulación de capital. El caso del mercado petrolero en Argentina (1988-1998)*. Buenos Aires.

SERRANI, E (2018): *Transformaciones tarifarias y efectos en la Región Patagónica. Camuzzi Gas del Sur y la distribución de gas natural, 1999-2017*. Revista Identidades. N° 14.

SERRANI, E Y BARRERA, M (2018). *Efectos estructurales de la política energética en la economía argentina, 1989-2014*. Sociedad y economía N° 34, pp. 121-142.

SERRANI, E. (2019): *Regulación tarifaria del gas natural en la posconvertibilidad. Análisis de sus efectos sobre los ingresos y el desempeño de las empresas*. Cuadernos de Economía Crítica, vol. 5, núm. 10, pp. 123-148. Sociedad de Economía Crítica.

SERRANI, E. (2020): *Hacia una revisión integral de la cadena gasífera*. Revisa Fide. Coyuntura y Desarrollo N° 392.

SERRANI, E. y PÉREZ, V (2020): *Atrapados y sin querer salir. Los subsidios económicos a los servicios públicos en Argentina, 2002-2019*. Cuadernos del CENDES.

SIKKINK, K. (1993): *Las capacidades y la autonomía del Estado en Brasil y la Argentina: un enfoque neoinstitucionalista*, en Desarrollo Económico. Buenos Aires.

SIMMEL, G (2009): *Cuestiones Fundamentales de Sociología*. Madrid. Gedisa.

SMELSER, N. and SWEDBERG. R (1994): *The handbook of economic sociology*, Princeton University Press.

STIGLITZ, (2002): *El malestar en la globalización*. Madrid. Taurus.

SUNKEL, O. (1991): *El desarrollo desde dentro. Un enfoque neoestructuralista para América Latina*. México. FCE.

SZTULWARK, S. (2003): *El estructuralismo latinoamericano. Fundamentos y transformaciones del pensamiento económico de la periferia*. Buenos Aires. UNGS.

URBIZTONDO, S (2016). *La regulación de los servicios públicos en Argentina 2003-2015: lógica y balance de tres períodos presidenciales bajo un mismo signo político*, en “Documento de trabajo N° 124”. Buenos Aires. FIEL.

VILAS, C. (2002): “La piedra en el zapato: Estado, instituciones públicas y mercado”, en Campos Aragón, L. (coord.): *La realidad económica actual y las corrientes teóricas de su*

interpretación. México. Instituto de Investigaciones Económicas de la Universidad Autónoma de México, pp.13-39.

WAHREN, P, HARRACÁ, M y CAPPÀ, A (2018): *A tres años de Macri: balances y perspectivas de la economía argentina*. CELAG.

WEBER, M. (1964): *Economía y sociedad. Esbozo de sociología comprensiva*. México. Fondo de Cultura Económica.

WILLIAMSON, J. (1990): “The Progress of Policy Reform in Latin America”, IIE, *Policy Analysis in International Economics*, N° 28, Washington.

WILLIAMSON (2004): *A short story of Washington Consensus*, conference from the Washington Consensus towards a new global governance. Barcelona. Disponible en <http://www.iie.com/publications/papers/williamson0904-2.pdf>

Notas de prensa

<https://www.lanacion.com.ar/economia/modificarian-tarifas-de-luz-y-gas-nid67067/>

<https://www.lanacion.com.ar/politica/proponen-frenar-las-alzas-de-tarifas-nid18420/>

<https://www.lanacion.com.ar/economia/privatizadas-la-renegociacion-le-quedara-al-proximo-gobierno-nid432642/>

https://www.clarin.com/economia/consumidores-rechazan-ajuste-precio-gas-suba-dolar_0_q3aOqHDP0.html

<https://deuco.org.ar/931-2/>

<https://econojournal.com.ar/2018/06/distribuidoras-reclaman-un-aumento-inmediato-de-las-tarifas-de-gas/>

<https://econojournal.com.ar/2018/11/el-gobierno-asumio-oficialmente-la-deuda-con-las-productoras-de-gas-provocada-por-la-devaluacion/>

<https://www.ambito.com/politica/iguacel-defendio-pago-24-cuotas-devaluacion-el-monto-promedio-sera-90-n4035903>

<https://eleconomista.com.ar/2018-03-diez-anos-la-125-conflicto-marco-la-politica-argentina/>

<https://www.lanacion.com.ar/economia/campo/a-10-anos-del-conflicto-por-la-125-lo-que-nunca-se-conto-de-la-pelea-entre-el-campo-y-el-gobierno-de-cristina-kirchner-nid2112935/>

https://www.clarin.com/politica/10-anos-resolucion-125-conflicto-cambio-destino-gobierno-cristina-kirchner_0_ryxsKDq7X.html

<https://www.ambito.com/politica/fernando-la-rua/blindaje-megacanje-y-corrallito-las-medidas-que-marcaron-el-final-de-la-rua-n5041675>

https://www.clarin.com/politica/fijaron-decreto-poda-sueldos-jubilaciones_0_rylj5wgCKx.html

Anexo documental normativo

Ley N°17.319/67. Ley de Hidrocarburos. Marco legal de la producción de hidrocarburos, petróleo y gas. (Modificada por la Ley N° 26.197).

Ley N° 24.145/92. Ley de Federalización de Hidrocarburos y Privatización de YPF. Actualiza el marco legal de la actividad.

Ley N° 24.076/92. Marco Regulatorio de la Industria del Gas luego de la privatización de Gas del Estado S.E.

Decreto N° 1.738/92. Reglamentación de la Ley N° 24.076.

Decreto N° 2255/92. RBLD y RBLT. Se crean las Reglas Básicas de la Licencia como complemento de la Ley N° 24.076/92 y el Decreto N° 1.738/92, que le da la base del marco normativo a la industria.

Decreto N° 1.189/92. Constitución de Sociedades Licenciatarias del sistema de transporte y distribución.

Decreto N° 2.459/92. Autorización de la Licencia en Capital Federal y sur y este del Río Matanza.

Decreto N° 2.731/93. Desregula el mercado mayorista del gas. Crea el MCPGN y el MMLPGN.

Decreto N° 1.411/94. Establece la obligación del ENARGAS de certificar las operaciones del mercado mayorista de gas entre distribuidores y productores.

Decreto N° 1.020/95. Se establecen incentivos para la operación en el mercado spot de gas natural.

Resoluciones ENARGAS N° 421/97 y N° 478/97. Reglamentación de la figura de los comercializadores.

Resolución ENARGAS N° 1.748/00. Disminuye el límite para contratar directamente gas en mercado mayorista de 10.000 a 5.000 m³/día.

Decreto N° 669/00. Diferimiento de ajuste de tarifas por el PPI, desde julio 2000 hasta junio 2002.

Resolución ENARGAS N° 1.477/00. Aprobación de cuadros tarifarios con el diferimiento de ajuste de tarifas por PPI y recupero en años subsiguientes.

Decreto 1.748/00. Modificación de Reglamento de Servicio. Habilitación a usuarios SGP y SGG para recibir gas directamente de terceros.

Decreto N° 1.570/01: Restricciones al retiro de depósitos y a operaciones financieras (corralito).

Decreto N° 214/02: Reordenamiento del sistema financiero (pesificación asimétrica).

Decreto N° 260/02: Modificación del régimen cambiario (tipo de cambio flotante)

Ley N° 25.561/02. Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario – “Ley de Emergencia”.

Decreto N° 293/02: Renegociación de licencias.

Ley N° 25.656/02. Ley del Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas, que financia la región patagónica, la Puna, y el consumo en garrafas de GLP y gas propano.

Decreto N° 786/02. Reglamentación de Ley N° 25.565.

Resolución ENARGAS N° 2.700/02. Autorización de traslado a factura de Impuesto a débitos y créditos bancarios

Resolución ENARGAS N° 3.014/04. Cuadros tarifarios para período invernal

Resolución ENARGAS N° 3.092/04. Cuadros tarifarios para período estival

Decreto N° 180/04: Régimen de inversiones de infraestructura de los sistemas de TyD. Creación del MEGSA para transacciones *spot* y del mercado secundario de TyD.

Decreto N° 181/04. Crea condiciones para ajuste del precio del gas, un mecanismo para la compra directa de gas por usuarios y división de categorías residenciales por rango de consumo.

Resolución MPFIPyS N° 208/04. Confirmación del Acuerdo para actualizar el precio del gas.

Decreto N° 311/05. creación de UNIREN.

Resolución SE N° 752/05. Coordinadas para el *unbundling* de gas natural.

Resolución SE N° 2.020/05. Reglamentación de la Resolución N° 752/05. Cronograma para la compra de gas natural en forma directa de las categorías de usuarios SGP y GNC.

Ley N° 26.020/05. Creación de fondo fiduciario de GLP para sectores de bajos recursos y para la expansión de redes de gas natural.

Resolución ENARGAS N° 3.208/05. Cuadro tarifario con diferencias diarias actualizadas para todos los usuarios (Metrogas).

Resolución ENARGAS N° 3.227/05. Retrotramiento de tarifas de Resolución N° 3.208/05 por diferencias diarias a las vigentes en 2004. Se pasó a los establecidos por la Resolución anterior (Resolución N° 3.092/04).

Resolución ENARGAS N° 3.462/06. Actualización precios de gas, último escalón del acuerdo de precio de gas del 2004.

Resolución MEyP N° 394/07. Se establecen valores de referencia para la alícuota de retención a las exportaciones de hidrocarburos.

Resolución SE N° 599/07. Acuerdo de ajuste de precios y volúmenes de gas según segmento de usuarios. Acuerdo 2007-2011.

Resolución SE N° 1.070/08. Acuerdo complementario con productores. Nuevos precios de gas, segmentación de demanda residencial y establecimiento de aporte de productores al fondo para usuarios de bajos recursos de GLP y expansiones creado por Ley N° 26.020.

Resolución ENARGAS N° 446/08. Nuevos cuadros tarifarios producto del Acuerdo complementario con productores de gas natural.

Resolución SE N° 1.417/08. Nuevos precios del gas en el marco del Acuerdo complementario de la Resolución SE N° 1.070/08.

Resolución ENARGAS N° 566/08. Nuevos cuadros tarifarios en función de la Resolución SE N° 1.417/08.

Resolución SE N° 24/08. Creación del programa Gas Plus.

Resoluciones SE N° 624/05, N° 881/05 y N° 814/08. Creación de Programa PURE GAS y complementarias.

Decreto N° 2.067/08. Creación de cargo tarifario para solventar importaciones de gas natural.

Resolución MPFIPyS N° 1.451/08. Reglamentación del fondo fiduciario y creación del fideicomiso.

Resolución ENARGAS N° 563/08. Implementación del cargo tarifario 2.067.

Resolución ENARGAS N° 768/09. Clientes Residenciales R31 y R32 de Metrogas quedan exentos de pagar el cargo 2.067 de mayo a septiembre.

Resolución ENARGAS N° 828/08. Extensión del período de exención de pago para un conjunto de usuarios hasta octubre. Para aquellos usuarios obligados a pagar, se estableció un subsidio de junio a septiembre inclusive (agosto y septiembre el 70%).

Resolución ENARGAS N° 1.410/10. Pautas de despacho para escenarios de demanda superior a oferta de gas.

Resolución SE N° 55/2012. Homologación de tercera prórroga (Resolución SE N° 1.417/08 y Resolución SE N° 1.070/08) del Acuerdo de Productores de Gas Natural.

Resolución MPFIPyS N° 2.000/12. Instrucción para implementar el FOCEGAS.

Resolución ENARGAS N° 2.407/12. Implementación cuadros tarifarios FOCEGAS.

Resolución CPCEPNIH N° 1/13. Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. Esquema de estímulo a la Inyección Excedente de gas natural (Plan Gas).

Resolución CPCEPNIH N° 60/13. Plan Gas II. Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida.

Resolución MEyFP N° 1.077/14. Creación del barril criollo.

Resolución SE N° 226/14. Nuevos precios para el gas natural y readecuación de tarifas y subsidios.

Resolución ENARGAS N° 2851/14: Implementación de cuadros tarifarios emanados de la Resolución SE N° 226/14.

Resolución ENARGAS N° 2905/14. Creación del Registro Unificado de Exceptuados a la Política de Redireccionamiento de Subsidios del Estado Nacional.

Resolución MPFIPyS N° 263/15. Asistencia Económica Transitoria para Metrogas.

Resolución ENARGAS N° 3.249/15. Derogación de artículos de la Resolución ENARGAS N° 2.407/12 que fijaban que las empresas debían depositar recaudación del cargo tarifario en fideicomiso. Directamente debían destinarlo a mantenimiento y obras.

Ley N° 27.218/15. Ley de Régimen Tarifario Específico para EBP.

Resolución MINEM N° 31/16. Instrucción a ENARGAS a iniciar nueva RTI con Licenciatarías, a concluirse en un año desde marzo de 2016.

Resolución MINEM N° 28/16. Nuevos precios de gas natural. Creación del Registro de Beneficiarios de la Tarifa Social.

Resolución ENARGAS N° 3.726/16. Nuevos cuadros tarifarios de transición emanados de la Resolución MINEM N° 28/16.

Resolución MINEM N° 99/16. Topes de facturación de 400% y 500% para R y SGP respecto de facturas del año anterior, sin impuestos.

Resolución MINEM N° 129/16. Modificación de la Resolución N° 99/16. Topes de facturación con impuestos incluidos.

Resolución MINEM N° 212/16. Nuevo sendero de precios del gas en el PIST luego de audiencias públicas.

Resolución ENARGAS N° 4.044/16. Nuevos cuadros tarifarios luego de la Resolución MINEM N° 212/16, con ahorro de consumo 15% y Tarifa Social. Límites de nuevas facturas.

Resolución MINEM N° 219/16. Actualización de la Tarifa Social.

Resolución MINEM N° 218/16 y Resolución ENARGAS N° 4.092/16. Reglamentación del Régimen para EBP.

Resolución MINEM N° 312/16. Asistencia Económica Transitoria a distribuidoras luego de suspensión y límite de aumentos.

Resolución MINEM N° 46/17. Estímulo a producción de gas no convencional (Plan Gas III).

Resolución MINEM N° 74/17. Instrucción al ENARGAS a poner en vigencia los cuadros tarifarios resultantes del proceso de Revisión Tarifaria Integral.

Resolución MINEM N° 474/17. Nuevos cuadros tarifarios y modificaciones a Tarifa Social (bloques).

Resolución ENARGAS N° 4.356/17. Cuadros tarifarios de Metrogas resultantes de la RTI. Deja sin efecto FOCEGAS. Resoluciones ENARGAS N° 2.407/12 y N°3.249/15.

Resolución ENARGAS N° 4.356/17. Impuestos locales se computan por renglón separado en factura.

Resolución ENARGAS N° 4.530/17. Metodología de traslado de tributos locales 2017-2018.

Resolución MINEM N° 508/17. Compensación a licenciatarias por menores ingresos percibidos por beneficios o mayores costos del GNNC.

Resolución SGE N° 14/18. Reordenamiento de subsidios: TS, EBP, MiPyME, Ahorro por consumo, entre otros.

Resolución MINEM N° 218/18. Retrotramiento de Tarifa Social: subsidio del 100% del precio del gas en mayo y junio.

Resolución ENARGAS N° 86/18. Modificación de cuadros tarifarios según Resolución MINEM N° 218/18.

Resolución ENARGAS N° 300/18. Cuadros tarifarios abril 2018.

Resolución ENARGAS N° 281/18 y Resolución ENARGAS N° 292/18. Cuadros tarifarios octubre 2018.

Resolución SGE N° 20/18. Exposición de DDA acumuladas y propuesta de 24 cuotas. Derogada.

Decreto N° 1.053/18. El Estado Nacional se hace cargo de las DDA entre abril de 2018 y marzo de 2019.

Resolución ENARGAS N° 72/19. Metodología para traslado del precio del gas y procedimiento para el cálculo de las DDA.

Resolución SE N° 146/19. Modificación Régimen para EBP con mayor subsidio.

Resolución ENARGAS N° 6/18. Continúa lo establecido por la Resolución ENARGAS N° 4.530/17 y establece metodología para incorporación en factura de tributos locales.

Resolución SGE N° 32/19. Implementación de subastas o concurso de precios para aprovisionamiento de gas.

Resoluciones SGE N° 521/19 y N° 751/19. Diferimiento de ajuste semestral de tarifas fijado por la RTI 2017.

Resolución ENARGAS N° 223/19. Procedimiento de facturación mensual.

Resolución SGE N° 336/19. Diferimiento 22% facturación usuarios residenciales.

Resolución ENARGAS N° 198/19 y Resoluciones ENARGAS N° 201/19 y N° 203/19. Cuadros tarifarios de 2019 en tres tramos: abril, mayo y junio.

Resolución SGE N° 148/19. Bonificación de precio de gas en el PIST de 27% en abril y 12% en mayo

Resolución ENARGAS N° 703/19 y Resolución ENARGAS N° 763/19. Nuevos cuadros tarifarios para 2019 incluyendo DDA para Metrogas.

Resolución ENARGAS N° 27/20. Se deroga la Resolución N° 72/19.

Anexo de información estadística

Cuadro 1. Evolución del estado de resultados de Metrogas en millones de dólares estadounidenses (USD) 1999-2019

Año	Ventas netas	Resultado bruto	Resultado operativo	Resultado antes de impuestos	Resultado neto
1999	692,6	184,3	97,7	66,2	42,0
2000	718,5	206,6	108,2	79,5	48,0
2001	657,7	184,5	103,7	77,3	27,1
2002	213,2	43,9	1,1	203,2	145,0
2003	220,9	49,1	10,2	12,1	3,5
2004	276,8	59,5	19,9	41,8	41,8
2005	305,1	65,8	28,3	10,0	9,7
2006	284,3	80,8	36,5	145,0	95,2
2007	306,8	91,2	39,4	3,6	5,1
2008	285,1	91,3	37,1	3,7	4,3
2009	288,1	81,7	25,2	18,5	21,0
2010	286,9	80,0	14,4	21,6	18,3
2011	281,2	73,3	2,2	15,6	17,7
2012	265,8	63,0	20,1	50,4	31,4
2013	353,6	91,9	11,5	87,4	46,9
2014	392,0	73,2	11,1	74,5	77,7
2015	499,3	94,3	70,6	51,7	60,5
2016	544,0	76,7	25,5	45,4	40,9
2017	735,8	181,7	65,0	4,2	609,5
2018	1.163,9	274,0	130,5	1,7	28,4
2019	1.249,0	297,6	134,6	86,4	0,9

Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas.

Cuadro 2. Evolución del estado de situación financiera de Metrogas en millones de dólares estadounidenses (USD) 1999-2019

Año	Activo corriente	Activo no corriente	Total Activo	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Total Pasivo	Patrimonio Neto
1999	158,6	892,1	1.050,7	368,4	84,8	453,2	597,5
2000	145,1	903,3	1.048,4	251,8	196,6	448,4	600,0
2001	165,8	921,8	1.087,5	275,9	230,0	505,9	581,6
2002	65,0	621,5	686,5	323,0	130,9	454,0	232,5
2003	109,4	680,7	790,0	524,5	2,5	527,0	263,0
2004	162,0	661,7	823,7	597,7	4,1	601,8	221,9
2005	253,8	659,6	913,4	665,2	15,1	680,3	233,0
2006	76,6	584,7	661,3	100,2	244,2	344,4	316,8
2007	64,1	580,1	644,2	79,3	247,0	326,3	317,6
2008	77,7	585,9	663,6	91,2	263,5	354,7	308,6
2009	84,6	512,3	596,8	128,4	227,3	355,8	240,7
2010	137,1	504,6	641,8	118,4	311,9	430,3	211,1
2011	114,0	492,3	606,3	104,2	319,5	423,7	182,3
2012	96,8	438,2	535,0	125,3	327,5	452,9	82,0
2013	88,5	339,8	428,2	120,6	230,2	350,8	77,5
2014	103,0	242,3	345,3	167,8	203,0	370,8	- 25,5
2015	200,4	233,9	434,3	229,4	287,7	517,2	- 82,8
2016	273,1	174,1	447,2	324,1	215,9	540,0	- 92,9
2017	256,5	963,1	1.219,5	484,8	191,8	676,6	543,0
2018	380,3	1.004,0	1.384,3	442,3	467,7	910,0	474,3
2019	474,0	872,8	1.346,7	671,4	250,9	922,3	424,4

Fuente: Elaboración propia en base a datos de estados contables de Metrogas.

Cuadro 3. Evolución de gas entregado en MMm3/día y cantidad de usuarios abastecidos por Metrogas en relación al total de usuarios del sistema y del gas entregado por distribuidoras 1999-2019

Año	Uusuarios Metrogas	Total Usuarios	Incidencia (%) Usuarios	Gas entregado Metrogas	Total Gas entregado	Incidencia (%) Gas entregado
1999	1.890.748	5.765.285	32,8%	16,5	67,5	24,4%
2000	1.905.627	5.910.385	32,2%	18,2	69,9	26,0%
2001	1.936.535	6.018.817	32,2%	16,7	65,0	25,7%
2002	1.943.611	6.060.786	32,1%	15,0	62,7	24,0%
2003	1.957.236	6.212.158	31,5%	17,7	69,9	25,3%
2004	1.986.143	6.386.697	31,1%	21,5	76,2	28,2%
2005	2.022.931	6.571.098	30,8%	21,1	79,7	26,5%
2006	2.060.125	6.768.790	30,4%	21,8	83,0	26,2%
2007	2.101.727	6.996.642	30,0%	21,8	87,7	24,8%
2008	2.144.603	7.245.612	29,6%	20,9	86,4	24,2%
2009	2.176.314	7.418.195	29,3%	20,6	83,8	24,6%
2010	2.209.945	7.604.613	29,1%	19,7	83,5	23,6%
2011	2.247.107	7.815.941	28,8%	20,7	88,7	23,3%
2012	2.278.203	8.012.455	28,4%	20,5	87,8	23,4%
2013	2.307.799	8.190.037	28,2%	19,5	87,7	22,2%
2014	2.332.996	8.351.051	27,9%	17,7	84,3	21,0%
2015	2.356.044	8.500.125	27,7%	17,4	85,7	20,3%
2016	2.375.314	8.620.546	27,6%	17,4	85,1	20,4%
2017	2.386.157	8.735.467	27,3%	19,0	85,7	22,2%
2018	2.393.710	8.818.048	27,1%	19,6	86,7	22,6%
2019	2.400.988	8.896.724	27,0%	19,0	84,0	22,6%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS.

Cuadro 4. Evolución de tarifas finales y aumentos interperíodo de los componentes del cargo variable por m3 en factura de un usuario R23 de Metrogas en pesos argentinos 1999-2019

Factura de gas R23	1999	2000	2001	2004	2008	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Tarifa Final - bimestre	\$ 29,1	\$ 30,0	\$ 30,1	\$ 30,8	\$ 31,2	\$ 118,7	\$ 124,4	\$ 377,2	\$ 786,0	\$ 1.665,5	\$ 2.088,0
Cargo Fijo	0,0%	1,0%	0,8%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	217,5%	165,6%	72,3%	26,0%
Cargo variable en m3	0,0%	3,9%	0,0%	3,2%	1,9%	303,4%	6,1%	218,2%	105,1%	119,8%	25,3%
Precio del gas	0,0%	12,9%	-0,5%	10,2%	5,6%	539,9%	0,0%	257,8%	71,6%	160,8%	24,9%
Costo Transporte	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	20,0%	44,3%	200,1%	759,2%	79,1%	26,0%
Costo Gas Retenido	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	4,6%	540,0%	0,0%	351,4%	61,6%	163,0%	23,7%
Precio del gas + GR	0,0%	12,0%	-0,5%	9,6%	5,5%	539,9%	0,0%	263,2%	70,8%	161,0%	24,8%
Margen distribución	0,0%	0,5%	0,3%	0,0%	0,0%	219,2%	10,5%	158,9%	45,1%	72,3%	26,0%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS.

Cuadro 5. Evolución de tarifas finales y aumentos interperíodo de los componentes del cargo variable por m3 en factura de un usuario R23 de Metrogas en dólares estadounidenses (USD) 1999-2019

Factura de gas R23	1999	2000	2001	2004	2008	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Tarifa Final - bimestre	29,1	30,0	30,1	10,5	9,9	14,6	13,4	25,5	47,5	59,2	43,3
Cargo fijo	0,0%	1,0%	0,8%	-66,0%	-7,0%	-22,2%	-12,3%	99,1%	137,1%	1,4%	-26,6%
Cargo variable	0,0%	3,9%	0,0%	-64,9%	-5,2%	57,0%	-7,0%	99,6%	83,0%	29,4%	-27,0%
Precio del gas	0,0%	12,9%	-0,5%	-62,5%	-1,8%	149,1%	-12,3%	124,4%	53,1%	53,6%	-27,2%
Costo transporte	0,0%	0,2%	0,0%	-66,0%	-7,0%	-53,3%	26,5%	88,2%	666,8%	5,5%	-26,6%
Costo Gas retenido	0,0%	0,0%	0,0%	-66,0%	-2,7%	149,1%	-12,3%	183,1%	44,3%	54,9%	-28,0%
Precio del gas + GR	0,0%	12,0%	-0,5%	-62,8%	-1,8%	149,1%	-12,3%	127,8%	52,5%	53,7%	-27,3%
Margen distribución	0,0%	0,5%	0,3%	-66,0%	-7,0%	24,2%	-3,1%	62,4%	29,5%	1,4%	-26,6%
Variación % Tarifa final	0,0%	3,2%	0,2%	-65,2%	-5,6%	48,0%	-8,1%	90,2%	86,0%	24,8%	-27,0%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS.

Cuadro 6. Evolución de la extensión de cañerías de la red de distribución de Metrogas, Naturgy Ban y Camuzzi Gas Pampeana en kilómetros 1999-2019

Año	Metrogas (1)	Naturgy Ban (2)	Camuzzi Gas Pampeana (3)	Var % (1)	Var % (2)	Var % (3)
1999	14.557	19.354	18.338	4,3%	2,8%	2,9%
2000	15.022	19.885	19.340	3,2%	2,7%	5,5%
2001	15.678	20.255	21.551	4,4%	1,9%	11,4%
2002	15.774	20.412	22.787	0,6%	0,8%	5,7%
2003	15.799	20.610	22.925	0,2%	1,0%	0,6%
2004	15.840	20.966	23.246	0,3%	1,7%	1,4%
2005	15.935	21.281	23.365	0,6%	1,5%	0,5%
2006	16.015	21.587	23.685	0,5%	1,4%	1,4%
2007	16.100	21.960	24.028	0,5%	1,7%	1,4%
2008	16.213	22.748	24.584	0,7%	3,6%	2,3%
2009	16.337	22.742	24.648	0,8%	0,0%	0,3%
2010	16.448	23.011	24.744	0,7%	1,2%	0,4%
2011	16.539	23.400	25.049	0,6%	1,7%	1,2%
2012	16.665	23.699	25.357	0,8%	1,3%	1,2%
2013	16.744	24.195	25.853	0,5%	2,1%	2,0%
2014	16.816	24.550	26.223	0,4%	1,5%	1,4%
2015	16.885	25.458	26.634	0,4%	3,7%	1,6%
2016	17.028	25.673	26.931	0,8%	0,8%	1,1%
2017	17.122	25.865	27.373	0,5%	0,7%	1,6%
2018	17.192	26.178	27.973	0,4%	1,2%	2,2%
2019	17.282	26.718	28.340	0,5%	2,1%	1,3%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS.

Cuadro 7. Evolución de gas entregado en MMm3/día y cantidad de usuarios abastecidos por Metrogas, Naturgy Ban y Camuzzi Gas Pampeana en relación al total de usuarios del sistema y del gas entregado por distribuidoras 1999-2019

Año	Usuarios Metrogas	Usuarios Naturgy Ban	Usuarios CGP	Total Usuarios	Gas entregado Metrogas	Gas entregado Naturgy Ban	Gas entregado CGP	Total Gas entregado
1999	1.890.748	1.187.735	859.334	5.765.285	16,5	8,6	10,3	67,5
2000	1.905.627	1.225.403	888.723	5.910.385	18,1	9,2	9,9	69,9
2001	1.936.535	1.231.423	904.118	6.018.817	16,7	9,0	9,8	65,0
2002	1.943.611	1.214.073	922.502	6.060.786	15,0	9,1	9,0	62,7
2003	1.957.236	1.230.404	959.438	6.212.158	17,7	10,2	9,7	69,9
2004	1.986.143	1.257.291	991.903	6.386.697	21,4	10,4	10,7	76,2
2005	2.022.931	1.289.011	1.019.241	6.571.098	21,1	11,0	11,9	79,7
2006	2.060.125	1.320.924	1.050.758	6.768.790	21,8	10,8	12,5	83,0
2007	2.101.727	1.354.962	1.089.366	6.996.642	21,8	11,2	14,0	87,7
2008	2.144.603	1.391.554	1.135.123	7.245.612	20,8	10,9	14,6	86,4
2009	2.176.314	1.418.253	1.156.321	7.418.195	20,6	10,0	13,8	83,8
2010	2.209.945	1.438.747	1.187.716	7.604.613	19,7	10,6	12,9	83,5
2011	2.247.107	1.468.770	1.221.014	7.815.941	20,7	11,1	13,4	88,7
2012	2.278.203	1.498.629	1.252.086	8.012.455	20,5	11,2	13,4	87,8
2013	2.307.799	1.533.227	1.278.844	8.190.037	19,5	11,2	13,9	87,7
2014	2.332.996	1.564.245	1.302.973	8.351.051	17,7	10,8	13,4	84,3
2015	2.356.044	1.591.517	1.326.724	8.500.125	17,4	10,5	13,5	85,7
2016	2.375.314	1.608.523	1.347.756	8.620.546	17,3	10,5	13,2	85,1
2017	2.386.157	1.649.417	1.362.142	8.735.467	19,0	10,0	13,6	85,7
2018	2.393.710	1.663.443	1.362.306	8.818.048	19,6	9,5	14,8	86,7
2019	2.400.988	1.668.370	1.368.688	8.896.724	19,0	9,2	16,0	84,0

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS.