



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SUR

TESIS DE DOCTOR EN ECONOMÍA

**“EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA:
ANÁLISIS DE LA RUPTURA CONTRACTUAL
Y SUS ALCANCES”**

Martín Carlos De Meio Reggiani

BAHIA BLANCA

ARGENTINA

2018

PREFACIO

Esta Tesis se presenta como parte de los requisitos para optar al grado Académico de Doctor en Economía de la Universidad Nacional del Sur y no ha sido presentada previamente para la obtención de otro título en esta Universidad u otra. La misma contiene los resultados obtenidos en investigaciones llevadas a cabo en el ámbito de la Planta Piloto de Ingeniería Química durante el período comprendido entre el 4 de junio de 2014 y el 19 de noviembre de 2018, bajo la dirección de la Dra. Nélidea Beatriz Brignole, Profesora Adjunta del Departamento de Ciencias e Ingeniería de la Computación (UNS) e Investigadora Principal del CONICET (PLAPIQUI-UNS), y la Dra. Valentina Natividad Viego, Profesora Adjunta del Departamento de Economía (UNS) e Investigadora del Instituto de Investigaciones Económicas y Sociales del Sur (IESS, UNS-CONICET).

Martín C. De Meio Reggiani



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SUR
Secretaría General de Posgrado y Educación Continua

La presente tesis ha sido aprobada el/..../..... , mereciendo la calificación de(.....)

Agradecimientos

Quisiera agradecer a todas las personas que han compartido conmigo estos 5 años de aprendizaje y trabajo intenso.

A la Dra. Nélidea Beatriz Brignole y a la Dra. Valentina Viego, por haber confiado en mí aquel diciembre de 2013. Quiero expresar mi más sincera gratitud por la libertad que me dieron para emprender este desafío y por su acompañamiento permanente.

A la Dra. Michelle Hallack y al Dr. Miguel Vazquez, por su enorme generosidad y por haber compartido su invaluable experiencia conmigo.

A Lucila Chiarvetto, con quien hemos batallado codo a codo y sin descanso durante este último año.

A mis profesores y compañeros del Departamento de Economía de la Universidad Nacional de Sur, quienes me abrieron las puertas a esta emocionante disciplina. En especial, quiero manifestar mi especial agradecimiento al Dr. Fernando Tohmé por sus invaluable consejos en los momentos más cruciales.

No quisiera dejar de mencionar a mis compañeros de la Planta Piloto de Ingeniería Química (PLAPIQUI), a la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica y al Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) por haberme brindado la oportunidad de dedicarme a esta profesión.

A mis padres, Beatriz y Carlos. Gracias por su cariño y por estar conmigo en todo momento. A ellos, mi agradecimiento eterno.

A a mis hermanos, María Laura, Andrés y Santiago, por su presencia a pesar de la distancia.

A toda mi familia y amigos, por creer en mí y por su apoyo incondicional.

Gracias.

Martín C. De Meio Reggiani

Resumen

En el transporte de gas natural el rol de la incertidumbre desde el punto de vista económico-financiero es de gran interés dado que los costos de construcción de gasoductos representan una erogación significativa y, a su vez, estos activos presentan un alto riesgo por carecer de usos alternativos. Entonces, las características específicas de los activos y el poder de mercado de los distintos participantes en el sector petrolero y gasífero motivan la intervención regulatoria del sector. Las medidas adoptadas por las agencias regulatorias que son distintas a las previstas inicialmente en el contrato de concesión pueden ocasionar consecuencias inciertas en el flujo de fondos.

En Argentina, la sanción en 2002 de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (L. 25.561) implicó el cambio del esquema tarifario en los medios de transporte de gas, alterando significativamente la ecuación económica de los prestadores del servicio. Debe resaltarse que, bajo estas condiciones, las compañías se vieron forzadas a ajustar su estructura de costos operativos producto del proceso inflacionario que se ha desencadenado por más de una década. Por ende, en esta tesis se aborda la ruptura contractual en el sector argentino de transporte de gas natural. Para ello, se expone la evolución histórica del mercado, se elabora un modelo teórico que describe los incentivos gubernamentales que promueven la ruptura y se miden las consecuencias económico-financieras en la eficiencia del sistema.

Luego de un primer capítulo introductorio donde se plasman los objetivos de la tesis, se presenta la evolución del mercado del gas natural en Argentina. A partir de la dinámica observada en las últimas dos décadas, el estudio se enfocó en el cambio de las condiciones contractuales luego de la derogación de la Ley de Convertibilidad.

En el capítulo 3 se analizan los acuerdos regulados entre agentes (v.g. Estado, operadores) mediante el tratamiento que propone la teoría de contratos. El desarrollo formal es novedoso pues apunta a modelizar los factores que llevan a los gobiernos a incumplir los contratos de concesión o privatización. El modelo desarrollado es contrastado con el caso argentino del transporte de gas natural.

En el capítulo 4 se estima un modelo econométrico de frontera estocástica basado en costos para empresas del sector. La coexistencia entre la falta de inversión y la restricción de ingresos invita a evaluar la relación entre la ruptura contractual y la performance operativa. Principalmente, fue posible identificar que si hubiera ahorro en costos, este hecho no ha afectado la eficiencia operativa de las compañías.

Luego, el quinto capítulo complementa el análisis de eficiencia desde el punto de vista técnico. Mediante una aplicación original de Redes Neuronales Artificiales en el estudio de gasoductos, se desarrolla un modelo perceptrón multicapa para evidenciar cambios en la eficiencia técnica luego del congelamiento tarifario implantado en 2002. De este modo se pudo detectar que la ineficiencia ha sido reducida a partir de la restricción de ingresos.

Finalmente, se presentan las conclusiones generales de esta tesis y se delinearán tópicos de desarrollo futuro para completar el análisis propuesto.

Abstract

The role of economic uncertainty in the natural gas transport market is of great interest since pipeline construction costs involve significant expenditures, while at the same time these assets are highly risky due to the fact that they lack of alternative uses. Therefore, both this specificity and the market power of oil and gas companies justify the introduction of regulation in the market. Measures adopted by regulatory authorities that are different from the initially agreed ones may bring uncertain consequences on the cash flow stream.

In Argentina the Public Emergency Law (L. 25.561) voted in 2002 implied a modification in the pricing scheme, deeply affecting the economic balance of natural gas transport firms since then. It should be noted that, under these circumstances, companies were forced to adjust their cost structure due to the inflation process unfolding for more than a decade. Consequently, this thesis addresses the contract break in the Argentinean natural gas transport system. In order to achieve this goal, the historical development of the market is described, a model is developed where governmental incentives to breach contracts are depicted, and economic consequences on the system efficiency are measured.

After an introductory chapter where the thesis objectives are outlined, the evolution of the natural market in Argentina is presented. From the events observed in the last two decades, the analysis is focused on the contractual modifications after the Convertibility Law repeal.

In the third chapter regulated contracts are analyzed through game theory. This theoretical approach is innovative since it aims at modelling critical factors that provide incentives for governments to break concessions or privatized contracts. This model is illustrated with the case of natural gas transport market in Argentina.

In the fourth chapter, a cost stochastic frontier model based on costs from transport firms worldwide is estimated. The coexistence of income restriction and the lack of investment encourages to evaluate the relationship between contract breach and operative performance. In particular, it was possible to identify that, when there had been cost savings, this fact could have positively affected firms as regards cost-efficiency.

Then, the fifth chapter supplements the efficiency analysis from a technical perspective. Through an original application of Artificial Neural Networks in the field of pipelines, a multilayer perceptron model was developed to detect changes in the technical efficiency after the rate constraint applied in 2002. In this respect, it was possible to detect that inefficiency was reduced due to income restriction.

Finally, the main conclusions of this thesis are presented and future research topics are outlined to complete the proposed study.

Índice

Capítulo 1

El transporte de gas natural en Argentina: introducción y objetivos	1
1.1 Introducción.....	2
1.2 Gas natural.....	5
1.2.1 Definición y cadena de suministro del gas natural.....	5
1.2.2 Mercado argentino del gas natural.....	9
1.2.2.1 Oferta.....	9
1.2.2.2 Demanda.....	14
1.3 Sistema de transporte de gas natural.....	18
1.4 Objetivo de la tesis.....	25
1.4.1 Objetivos específicos.....	25
1.5 Estructura de la tesis y metodología.....	26

Capítulo 2

Evolución organizativa y regulatoria del sector de transporte de gas natural en Argentina	29
2.1 Historia del sistema de transporte de gas natural.....	30
2.2 Primera etapa (1946-1992): Gestión estatal.....	31
2.3 Segunda etapa (1993-2001): Privatización de Gas del Estado.....	38
2.3.1 Aspectos históricos de la privatización.....	38
2.3.2 Marco regulatorio.....	41
2.3.3 Actividades de control del ente regulatorio.....	47
2.3.4 Composición accionaria de las empresas de transporte.....	48
2.3.5 Desempeño económico-financiero del sistema.....	50
2.4 Tercera etapa (2002-2015): Congelamiento tarifario.....	53
2.4.1 Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario.....	53
2.4.2 Proceso de renegociación contractual.....	55
2.4.3 Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones.....	60
2.4.4 Tarifas.....	61
2.4.5 Capacidad de transporte: gobernanza e inversiones.....	64
2.4.6 Desempeño económico-financiero del sistema luego de 2002.....	67
2.4.7 Composición accionaria de las empresas de transporte luego de 2002.....	69
2.5 Proceso de recomposición tarifaria.....	70
2.6 Comentarios finales y preguntas de investigación.....	72

Capítulo 3

Hold-up en contratos regulados de servicios públicos: el caso del transporte de gas natural en Argentina	75
3.1 Introducción.....	76
3.2 Antecedentes.....	78
3.2.1 Concepto de <i>hold-up</i>	78
3.2.2 Rupturas de contratos ocasionados por el gobierno.....	80
3.3 Modelo.....	85
3.3.1 Descripción.....	85
3.3.2 Modelado del oportunismo gubernamental a través de un factor de descuento subjetivo.....	90
3.3.3 Caracterización de los escenarios.....	92
3.3.4 Sobre inversiones inefectivas.....	97
3.4 Ilustración del modelo: el sistema de transporte de gas natural argentino.....	99
3.5 Comentarios finales.....	105

Capítulo 4

Hold-up y sus efectos sobre la eficiencia en costos en las empresas de transporte de gas natural	107
4.1 Introducción.....	108
4.2 Metodología.....	109
4.3 Fuentes de información.....	118
4.4 Modelo.....	121
4.5 Resultados.....	128
4.5.1 Etapa 1: Frontera estocástica.....	128
4.5.2 Etapa 2: <i>Hold-up</i> y su efecto sobre la eficiencia.....	133
4.6 Discusión.....	135
4.7 Comentarios finales.....	137

Capítulo 5

Estudio de la eficiencia mediante redes neuronales: una aplicación a las pérdidas de gas en la red de transporte	139
5.1 Introducción.....	140
5.2 Redes Neuronales Artificiales y Aprendizaje Automatizado.....	141
5.2.1 Descripción del proceso de desarrollo de un modelo MLP.....	149
5.2.2 Antecedentes del perceptrón multicapa en las Ciencias Económicas.....	149
5.3 Caso de estudio: estudio de la eficiencia técnica en el transporte de gas natural en Argentina.....	152

5.4 Modelo MLP.....	154
5.5 Resultados.....	157
5.6 Comentarios finales.....	163
Conclusiones, futuras líneas de investigación y principales contribuciones	
6.1 Conclusiones.....	166
6.2 Líneas futuras de investigación.....	170
6.3 Principales contribuciones.....	175
Anexos	
Anexo A. Empresas argentinas de transporte de gas natural.....	178
A.1 Transportadora de Gas del Norte S.A.....	178
A.2 Transportadora de Gas del Sur S.A.....	181
Anexo B. Ejemplo numérico de las variables α y ρ_t	185
Anexo C. Estática comparativa para el caso del peor escenario para el inversor.....	189
Anexo D. Descripción de la base de datos de empresas transportadoras.....	191
Anexo E. Detalle de las predicciones de los modelos MLP.....	193
Referencias	199

Índice de Figuras

Figura 1.1: Reservas probadas de gas natural en el mundo en 2017. Participación por región.....	7
Figura 1.2: Cuencas productivas en Argentina.....	9
Figura 1.3: Participación de mercado de las empresas productoras de volumen de producción (1999-2018).....	11
Figura 1.4: Evolución de la participación del gas en el balance energético.....	11
Figura 1.5: Importaciones y exportaciones de gas natural.....	12
Figura 1.6: Mapa de transportistas y distribuidoras de gas natural en 2018.....	13
Figura 1.7: Gas de red distribuido por provincia en 2017.....	15
Figura 1.8: Consumo de gas de red y gas licuado.....	15
Figura 1.9: Variación de la participación de cada sector de la demanda en el consumo total de gas natural para el período 1982-2016.....	16
Figura 1.10: Cadena de suministro del gas natural.....	18
Figura 1.11: Diagrama de una estación de compresión de etapa simple.....	21
Figura 1.12: Costo según la tecnología de transporte <i>offshore</i>	23
Figura 1.13: Valor Actual Neto de las tecnologías de transporte <i>offshore</i> . Viabilidad según distancia y caudal productivo del yacimiento.....	24
Figura 2.1: Gasoducto Presidente Perón.....	32
Figura 2.2: Consumo medio por usuario en m ³	33
Figura 2.3: Producción anual de gas natural de YPF en MMm ³	35
Figura 2.4: Tarifas y subsidios en Gas del Estado en los últimos años de operación....	37
Figura 2.5: Evolución de la composición accionaria en TGN y TGS entre 1992 y 2001...	49
Figura 2.6: Gas entregado por transportistas entre 1993 y 2001.....	51
Figura 2.7: Variación porcentual del ingreso y de los costos de TGN entre 2002 y 2015.....	63
Figura 2.8: Ingresos y costos operativos de TGN en \$ a precios constantes entre 1994 y 2015.....	64
Figura 2.9: Altas de bienes de uso de TGN y TGS entre 1993 y 2015.....	65
Figura 2.10: Participación de los ingresos por transporte sobre el total en TGS entre 1993 y 2015.....	68
Figura 2.11: Cambios en la composición accionaria de TGN y TGS entre 2002 y 2015..	69
Figura 3.1: Representación gráfica del juego repetido G	87
Figura 3.2: Conjunto de información (K).....	89
Figura 3.3: Ingreso teórico vs. Ingreso real en \$ a precios constantes. Transportadora de Gas del Norte S.A.....	101
Figura 3.4: <i>Global Competitiveness Index</i> : Confianza Pública en los Políticos. Posición argentina en el ranking (2007-2017).....	102
Figura 3.5: <i>Global Competitiveness Index</i> : 1er pilar – Instituciones (2007-2017).....	103

Figura 4.1: Ratio Deuda/Activos.....	122
Figura 4.2: Participación de los costos financieros en los resultados erogables totales..	123
Figura 4.3: Evolución de CE_i en el tiempo.....	132
Figura 5.1: Esquema de una conexión neuronal.....	142
Figura 5.2: Esquema de una neurona artificial.....	143
Figura 5.3: Aplicaciones de <i>Machine Learning</i> a problemas reales.....	144
Figura 5.4: Ejemplos de redes <i>feed-forward</i> y recurrentes.....	145
Figura 5.5: Estructura de un perceptrón multicapa.....	146
Figura 5.6: Estrategia de modelado.....	154
Figura 5.7: Modelado con 1 y 2 variables dependientes.....	155
Figura 5.8: Diagrama de modelos y arquitecturas.....	155
Figura 5.9: Ejemplo del sistema de permutación de inputs por cada arquitectura en el modelo TGN-1.....	156
Figura 5.10: Error de testeo promedio del Modelo 1.....	158
Figura 5.11: Error de testeo promedio del Modelo 2.....	159
Figura 5.12: Diferencia entre predicción y valor real en TGN-1.....	160
Figura 5.13: Diferencia entre predicción y valor real en TGS-1.....	160
Figura 5.14: Diferencia entre predicción y valor real en TGN-2.....	161
Figura 5.15: Diferencia entre predicción y valor real en TGS-2.....	162
Figura A.1: Factor de carga promedio anual de TGN entre 1993 y 2017.....	178
Figura A.2: Inversiones exigidas vs. realizadas según TGN entre 1993 y 1997.....	179
Figura A.3: Gas de productores recibido por TGN entre 1993 y 2017.....	179
Figura A.4: Principales razones contables de TGN entre 1993 y 2001.....	180
Figura A.5: Resultado neto de TGN entre 1993 y 2015.....	181
Figura A.6: Factor de carga promedio anual de TGS entre 1993 y 2017.....	182
Figura A.7: Inversiones exigidas vs. realizadas según TGS entre 1993 y 1997.....	182
Figura A.8: Gas de productores recibido por TGS entre 1993 y 2017.....	183
Figura A.9: Principales razones contables de TGS entre 1993 y 2001.....	184
Figura A.10: Resultado neto de TGS entre 1993 y 2015.....	184
Figura B.1: Función de pagos del inversor al inicio.....	185
Figura B.2: Función de pagos del gobierno al evaluar una decisión de ruptura en $t=3$...	186
Figura B.3: Función de pagos del gobierno al evaluar una decisión de ruptura en $t=3$ con $\alpha=100$ y $\rho_t=\{1,0,0,0,0,0\}$	188

Índice de Tablas

Tabla 2.1: Gasoductos construidos entre 1949 y 1988 por Gas del Estado.....	34
Tabla 2.2: Privatización del segmento de transporte de Gas del Estado. Empresas ingresantes al mercado en 1992.....	40
Tabla 2.3: Gasoductos de exportación construidos entre 1993 y 2002.....	52
Tabla 2.4: Ingreso vs. costo estimado para las empresas de transporte año 2016 (en millones de pesos).....	72
Tabla 4.1: Listado de empresas transportadoras de gas natural.....	119
Tabla 4.2: Estadística descriptiva de las variables cuantitativas.....	121
Tabla 4.3: Descripción de las variables explicativas de SFA.....	124
Tabla 4.4: Descripción de las variables de la segunda etapa.....	127
Tabla 4.5: Resultados de Frontera Estocástica.....	129
Tabla 4.6: Prueba de <i>Wald</i> de la variable $IdEmpresa_{i,t}$	131
Tabla 4.7: Estimación de la ineficiencia promedio en costos para el período 2005-2016.....	131
Tabla 4.8: Resultados de la segunda etapa.....	134
Tabla 5.1: Descripción de las variables aplicadas al perceptrón multicapa.....	152
Tabla 5.2: Estadística descriptiva de las variables cuantitativas.....	153
Tabla 5.3: Análisis de convergencia.....	157
Tabla E.1: Modelo TGN-1 – Pérdidas Totales.....	193
Tabla E.2: Modelo TGS-1 – Pérdidas Totales.....	194
Tabla E.3: Modelo TGN-2 – Pérdidas Combustible.....	195
Tabla E.4: Modelo TGN-2 – Gas No Contabilizado.....	196
Tabla E.5: Modelo TGS-2 – Pérdidas Combustible.....	197
Tabla E.6: Tabla E.6 – Modelo TGS-2 – Gas No Contabilizado.....	198

Capítulo 1

El transporte de gas natural en Argentina: introducción y objetivos

Resumen del capítulo

El capítulo introductorio presenta la motivación, las preguntas de investigación y los objetivos de la tesis. Además, se expone una caracterización sintética del recurso energético subyacente y una descripción general del mercado argentino. Luego, se describe la tecnología de transporte de gas natural, que constituye el objeto de estudio. Finalmente, se detalla la estructura de la tesis y un resumen de la metodología adoptada en cada capítulo.

1.1 Introducción

En las últimas décadas el gas se ha transformado en el principal recurso de la matriz energética de Argentina. Su utilización ha crecido paulatinamente en virtud del nivel de reservas probadas, su competitividad relativa en términos de costos, seguridad e impacto ambiental (Carrizo et al., 2016). Incluso, la generación eléctrica de origen térmico ha sido promovida en función de la disponibilidad del fluido. Asimismo, visto que Argentina cuenta con gran amplitud térmica, el gas natural constituye una fuente energética eficiente y accesible para uso residencial. Si bien la cobertura de la red sólo alcanza a un sector de la población, este servicio público ha sido reiteradamente instalado en el debate público por su impacto en términos de bienestar social.

La forma que ha adoptado el mercado a partir de la privatización de las distintas empresas estatales en la década del '90 se encuentra delineada por la aplicación de leyes específicas, entre las cuales se destaca la ley del Gas Natural 24.076, vigente desde 1992. Los argumentos que guiaron la reestructuración del sector que tuvo lugar a principios de la década de 1990 fueron la introducción de aspectos de competencia a un mercado monopólico y bajo control estatal, que hasta entonces había exhibido déficits financieros crecientes y restricciones para expandir la red.

En términos de resultados alcanzados, el cambio en la regulación y su impacto en el sistema productivo ha probado su eficiencia en relación a la maximización de la renta de corto plazo (Scheimberg, 2010). No obstante, ha dado muestras de una insuficiente actividad exploratoria asociada a la sustentabilidad de largo plazo.

Empresas del sector sostienen que la falta de inversión en el sector ha estado motivada por la restricción tarifaria resultante de la Ley de Emergencia Pública y

Reforma del Régimen Cambiario (L 25.561), aprobada en 2002, que establecía el congelamiento de las tarifas en toda la cadena. En las actividades de producción, las fallas en la estructura de incentivos destinada a promover inversiones para el descubrimiento de nuevas reservas y la mayor rentabilidad potencial en otros países productores pudieron originar una suerte de “presión” de los grupos inversores con el fin de modificar las limitaciones impuestas por la ley anteriormente mencionada (Kozulj, 2005).

Respecto al transporte de gas natural, el deterioro en los mecanismos de incentivos habría afectado el desarrollo de la infraestructura. En la medida en que el nivel de reservas justifique la distribución de gas por ductos, este sistema logístico minimiza el costo unitario (García Sánchez, 2007). Es por ello que, si existiesen condiciones favorables para el acceso de capitales, se reduciría la participación del costo de transporte en el precio al consumidor (Aráoz, 2007). No obstante, la infraestructura es susceptible de padecer acciones oportunistas de distinta índole. La falta de mercados alternativos y su especificidad funcional restringen los cursos de acción en caso que se modifiquen las condiciones contractuales iniciales.

En particular, el oportunismo gubernamental como fuente de incertidumbre resulta de interés para el análisis del sector gasífero argentino. Hancevic et al. (2016) denominan a esta problemática como “populismo energético”, donde se explicitan los incentivos para establecer una tarifa baja (“congelada”) con fines electorales. Para complementar este análisis, el modelo propuesto en esta tesis consiste en describir la relación del gobierno con los oferentes del servicio público, es decir, con las empresas de transporte de gas natural. Utilizando el concepto del problema de hold-up (Goldberg, 1976), se ilustran los requisitos que deberían cumplirse para configurar un escenario de ruptura contractual y las consecuencias que la teoría prevé sobre la

inversión. El objetivo del modelo consiste en evidenciar si la debilidad institucional que favorece comportamientos oportunistas por parte del gobierno de turno permite el funcionamiento normal de un marco regulatorio con las características de la normativa argentina.

Habida cuenta que uno de los motivos para la privatización de Gas del Estado había sido su supuesta ineficiencia operativa, resulta de interés evaluar los efectos del congelamiento tarifario sobre la eficiencia del sistema de transporte. Para cumplir con este propósito se pretende comparar la ineficiencia en términos de costos con respecto a compañías similares que operan en otros mercados regulados. Además, se propone detectar cambios en la eficiencia técnica de cada una de las firmas operadoras luego de la ruptura contractual de 2002. A partir de este programa, el objetivo consiste dilucidar si la falta de inversión en términos de expansión de la red ha ocasionado algún aumento de la ineficiencia o, por el contrario, los precios máximos han optimizado las estructuras de costos operativos con el fin de evitar mayores pérdidas.

El presente capítulo continúa con una descripción sintética del gas natural como fuente energética y una breve reseña del mercado de gas natural en Argentina. La descripción somera de la oferta y la demanda sirve para contextualizar la importancia estratégica de la red de gasoductos en la cadena de suministro. Luego, se define el sistema de transporte de gas natural desde el punto de vista tecnológico para delimitar el sector bajo estudio y entender las dificultades económicas que surgen de la tecnología. Finalmente, se presenta el objeto de estudio y la estructura general de la tesis.

1.2 Gas natural

1.2.1 *Definición y cadena de suministro del gas natural*

“Gas natural” es el nombre genérico que se le otorga a un hidrocarburo, una sustancia orgánica constituida de átomos de carbono e hidrógeno. Tiene su origen en la acumulación de materia orgánica, atrapada durante millones de años en la roca madre, que luego es degradada mediante un proceso biogénico (bacteriano) y termogénico (Rojey et al., 1997). Se compone mayormente de gas metano (CH_4), aunque también puede contener otros gases como etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}), pentano (C_5H_{12}), dióxido de carbono (CO_2), azufre (S), nitrógeno (N_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S). También puede contener trazas de otros elementos tales como arsénico, selenio, mercurio, hidrógeno y helio.

El gas se clasifica de acuerdo a la proporción de hidrocarburos más pesados que el metano que, a su vez, depende de las características del reservorio donde el gas es extraído. Es considerado “seco” cuando se compone casi exclusivamente de metano. Cuando contiene otros tipos de gases se denomina “mojado” dado que estos hidrocarburos forman una fase líquida en la etapa de producción en condiciones de superficie. El “condensado” de gas natural, o gasolina natural, lo forman los hidrocarburos líquidos de baja densidad.

Otra clasificación importante depende de la presencia de gases ácidos, aunque generalmente se tiene en cuenta únicamente al sulfuro de hidrógeno. Un gas “dulce” contiene un porcentaje bajo de sulfuro de hidrógeno, normalmente 4 partes por millón de volumen). Por el contrario, un gas ácido contiene cantidades inaceptables de H_2S . Finalmente, cuando un reservorio contiene gas y petróleo, el gas “asociado” puede

estar mezclado o permanece como una capa sobre el otro elemento. En cambio, el gas no asociado se encuentra en pozos con nula existencia de petróleo.

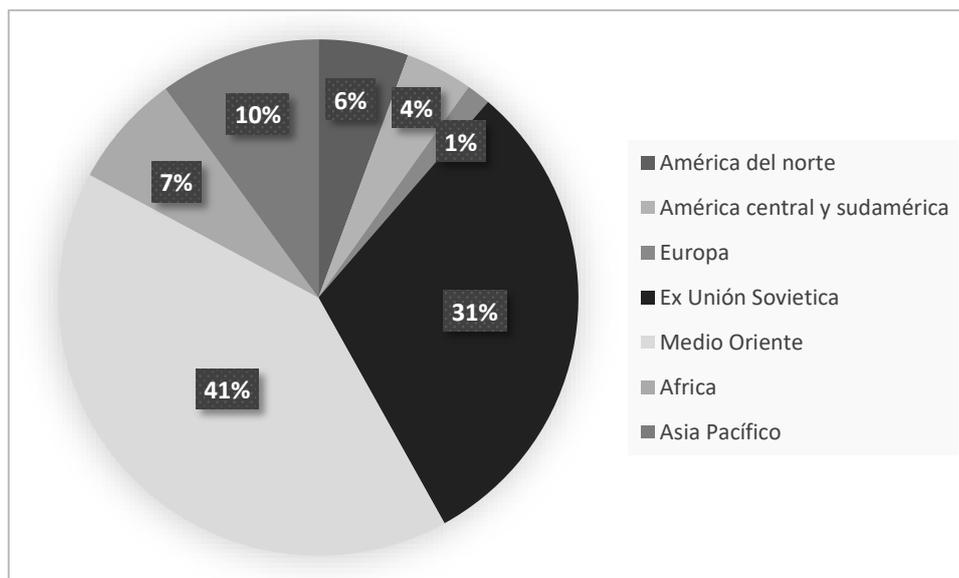
Este fluido es incoloro, inodoro, insípido y más ligero que el aire. Dado su propiedad inodora, los reguladores suelen exigir la adición de un sulfuro (*thiol*) para detectar fugas. El poder calorífico es medido en unidades térmicas británicas (*BTU*) que indica la energía requerida para elevar la temperatura en un grado Fahrenheit de una libra de agua. En virtud que desde el punto de vista comercial resulta inconveniente medir respecto de la energía que produce una cantidad de gas, se suele aplicar un factor de conversión para pasar a unidades volumétricas (metros cúbicos o pies cúbicos).

El gas natural tiene diversos usos, aunque su principal función es la de combustible. Las centrales termoeléctricas utilizan el gas para las calderas que propulsan las turbinas. En el sector comercial y residencial es empleado para calefacción y cocción, aunque también puede destinarse como combustible para los generadores eléctricos de emergencia y refrigeración. En el sector industrial es utilizado como insumo para refrigeración y para producir fertilizantes, químicos e hidrógeno.

En el mundo, las reservas de gas natural probadas estimadas para el año 2017 alcanzaron los 193,5 trillones de metros cúbicos, de los cuales 70% se encuentra en la región del medio oriente y en los países de la ex Unión Soviética, incluyendo Rusia (Figura 1.1). Estas reservas alcanzarían, en promedio, para 52,6 años de producción, mientras que las reservas argentinas cubrirían 8,8 años¹.

¹ Ver <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-natural-gas.pdf>

**Figura 1.1 – Reservas probadas de gas natural en el mundo en 2017.
Participación por región.**



Fuente: elaboración propia en base a *BP Statistical Review of World Energy*, junio 2018

Los reservorios pueden ser clasificados en convencionales y no convencionales. Se denomina reservorio convencional cuando los hidrocarburos se encuentran atrapados en una trampa geológica. Debido al movimiento de la corteza terrestre y los procesos de formación de los hidrocarburos, la roca madre sufre fisuras en su estructura. Este fenómeno permite que el fluido migre hasta que la existencia de un sello natural impide que el gas y el petróleo suban hasta la superficie. La explotación convencional consiste en explorar el terreno en la búsqueda de estas trampas naturales, efectuar las perforaciones y luego explotar los pozos. Sin embargo, en promedio, sólo una de cada diez trampas detectadas contiene gas y petróleo (IAPG, 2015).

Por otro lado, los reservorios no convencionales son aquellos que por sus características geológicas presentan dificultades técnicas y económicas para su explotación. Esto se debe a que, en lugar de estar ubicado en trampas geológicas, el

fluido aún se encuentra atrapado en la roca madre, en estructuras de carbón o *tight*² (Abdelfattah, 2015). Las técnicas modernas de explotación no convencional buscan crear artificialmente las fisuras, de modo tal que el fluido atrapado se libere de las formaciones anteriormente citadas. Estados Unidos ha sido pionero en el desarrollo de tecnología para explotar yacimientos no convencionales, aunque aún se encuentran en etapa de desarrollo (Jarvie et al., 2007).

Independientemente de la técnica de explotación requerida, una vez que el fluido es extraído, las cañerías de recolección conducen los hidrocarburos sin tratar a las plantas de tratamiento. En estas instalaciones, el gas es tratado en función de sus componentes de modo que cumpla con los estándares para ser transportado. El de agua, azufre y el dióxido de carbono son separados para prevenir la corrosión de la estructura de transporte (Mokhatab y Meyer, 2009).

En el caso del gas mojado, el condensado es separado puesto que los elementos que integran la gasolina natural son de vital importancia para ciertos procesos industriales y consumo residencial por garrafas. El valor de mercado del condensado por unidad de volumen es superior al del metano.

Una vez finalizado el tratamiento, el gas es comprimido para cumplir con las características de operación del gasoducto de alta presión. Esta red de gasoductos transporta el gas desde los sitios de producción hasta los centros de consumo. Una vez allí, el sistema de transporte dispone el gas natural a los sistemas de distribución, donde la presión disminuye para el consumo residencial o industrial.

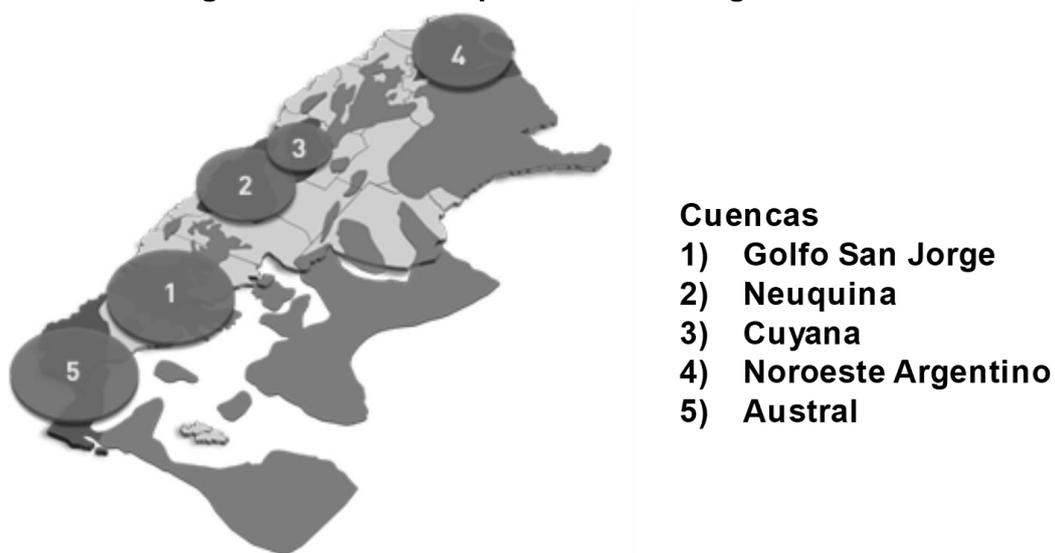
² Son formaciones de arenas masivas generadoras de hidrocarburos de baja permeabilidad.

1.2.2 Mercado argentino del gas natural

1.2.2.1 Oferta

La oferta del gas natural está dada por la producción interna y el saldo de la balanza comercial del sector. Respecto de la producción interna, Argentina cuenta con cuencas gasíferas en la zona noroeste, cordillerana y patagónica (Figura 1.2).

Figura 1.2 – Cuencas productivas en Argentina



Fuente: elaboración propia en base al sitio web YPF.com

La ley que rige el sistema de concesiones para la explotación de los yacimientos es la ley de Hidrocarburos del año 1967 (L. 17.319), modificada por la ley 26.197 del año 2006 y ley 27.007 del año 2014. La legislación actual otorga las provincias el dominio y la administración de los yacimientos que se encuentren en su territorio³, incluyendo la percepción de regalías por la explotación petrolera.

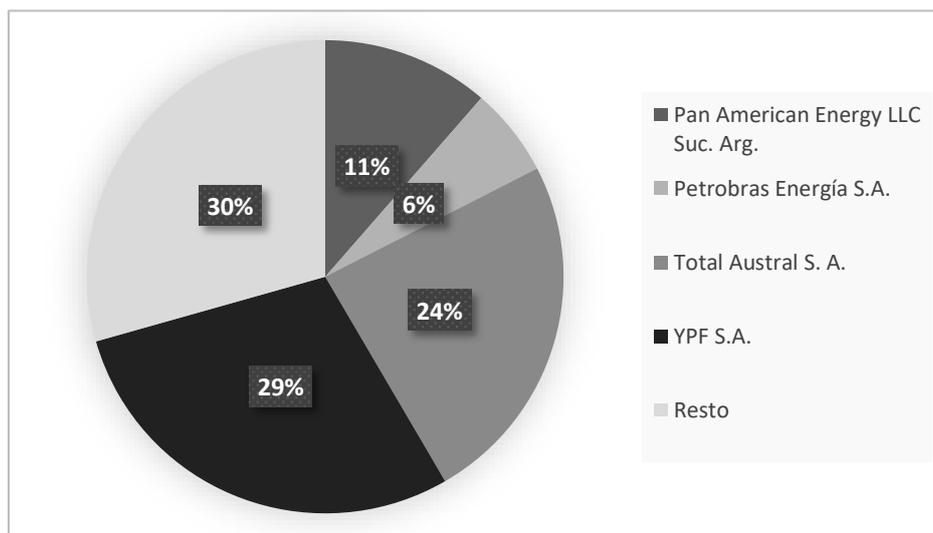
³ Los contratos vigentes al momento de la sanción de la ley 26.197 fueron transferidos a las provincias respetando los acuerdos celebrados originalmente por el Estado Nacional.

Los plazos de concesión para la exploración son atribuidos en función de la clase de reservorio y tienen una duración prevista de 2 períodos consecutivos, de igual duración y prorrogables. Los yacimientos convencionales tienen previstos períodos de 3 años mientras que los no convencionales⁴ tienen períodos de concesión de 4 años. La exploración marítima sigue las mismas reglas, pero con un plazo extendido en 1 año según el caso. Las compañías tienen derecho exclusivo a la exploración del área concesionada. Para tener derecho a un segundo período de concesión, deben demostrar actividad durante el primer período. Las concesiones para actividades de explotación alcanzan los 25 años para los convencionales y 35 para los no convencionales.

La empresa líder del sector petrolero ha sido *Yacimientos Petrolíferos Fiscales* (YPF). Si bien en la actualidad es una sociedad anónima con participación estatal (Bennefoy, 2016), la propiedad de la firma y la forma societaria ha afrontado cambios sustanciales desde su nacimiento. YPF es un participante clave en un mercado de gas concentrado (Pistonesi, 2001), junto a *Total Austral S.A.*, *Petrobras* y *PAN American Energy* (Figura 1.3). Además, en los últimos años, ha sido la impulsora de los proyectos no convencionales en la cuenca neuquina (Landriscini y Orlandini, 2015).

⁴ El artículo 27 bis de la ley 27.007 establece que debe entenderse por “Explotación No Convencional de Hidrocarburos la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (*shale gas* o *shale oil*), areniscas compactas (*tight sands*, *tight gas*, *tight oil*), capas de carbón (*coal bed methane*) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad”.

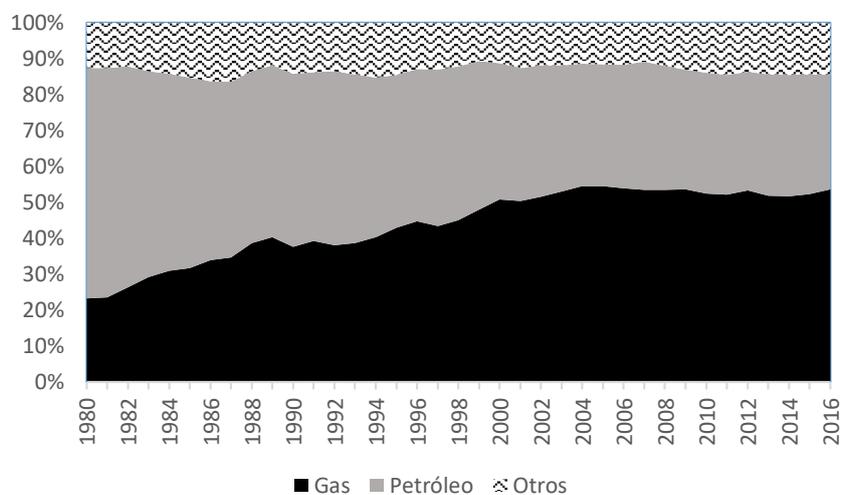
Figura 1.3 – Participación de mercado de las empresas productoras de volumen de producción (1999-2018)



Fuente: elaboración propia en base al sitio web la Secretaría de Energía

Respecto de la producción total, la participación respecto a otros recursos energéticos ha ido incrementándose con el tiempo, llegando a alcanzar en 2016 el 54% de la oferta interna de energía primaria (Figura 1.4).

Figura 1.4 – Evolución de la participación del gas en el balance energético



Fuente: elaboración propia en base a los Balances Energéticos 1980-2018.

No obstante, la producción interna no ha acompañado el crecimiento del gas natural en la matriz energética. A partir del 2004, se presentaron indicios de pérdida del autoabastecimiento de gas natural (Recalde, 2012). Ante la escasez debida a la demanda creciente y una producción cada vez menor, en 2007 se aplicó el art. 6 de la Ley de Hidrocarburos (L. 17.319) que supuso la interrupción de las exportaciones. Esta medida fue complementada con la compra de gas natural licuado mediante el uso de buques regasificadores emplazados en el puerto de Escobar y Bahía Blanca. Este nuevo origen se adicionó a la importación desde Bolivia, que había sido retomada en 2004 después de su abandono en 1999 (Figura 1.5).

Figura 1.5 – Importaciones y exportaciones de gas natural



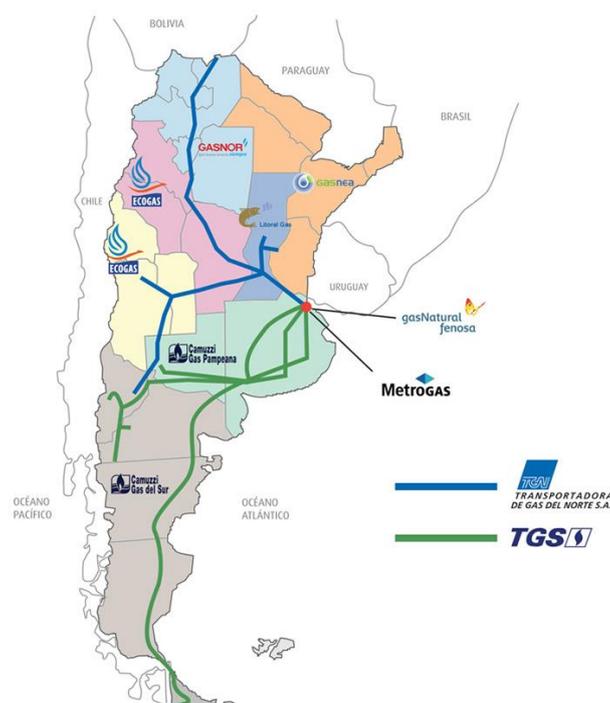
Fuente: elaboración propia en base a Balances Energéticos de Argentina 1992-2016.

Otra limitante ha sido el esquema de precios del sector. A partir de 1994 los precios de gas en boca de pozo fueron liberados (D. 2.731/1993). Este esquema se mantuvo hasta 2002, cuando la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (L. 25.561) congeló los precios del gas. Esta situación se mantuvo hasta la

crisis de abastecimiento en 2004. Con el fin de paliar la crisis se creó el Mercado Electrónico de Gas (MEG) para operaciones mayoristas (D. 180/2004). De este modo, el mercado de grandes usuarios quedó liberado parcialmente y se introdujeron programas para incentivar la producción (Kozulj, 2012). En la actualidad el esquema de precios del gas natural sigue en revisión, incluyendo programa de “sendero de precios” propuesto en octubre de 2017⁵.

Además de la producción, la cadena del gas natural se completa con 2 empresas transportadoras de gas, 8 distribuidoras y subdistribuidoras. Los 3 sectores se encuentran regulados por el Ente Nacional Regulador del Gas. Mientras que las transportadoras tienen el control sobre estructuras de gasoductos de alta presión⁶, las distribuidoras tienen zonas exclusivas de operación (Figura 1.6).

Figura 1.6 – Mapa de transportistas y distribuidoras de gas natural en 2018



Fuente: elaboración propia en base al sitio web ADIGAS (www.adigas.com.ar)

⁵ Ver https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/informe_tecnico_minem.pdf

⁶ Estas estructuras operan a presiones superiores a 1000 psi.

Las empresas distribuidoras reciben el caudal de los transportistas y distribuyen el fluido a los consumidores finales. Las subdistribuidoras son entidades que se crean en poblaciones asignadas a una distribuidora que, por cuestiones de rentabilidad, deciden no explotar. Las tarifas reguladas de los 3 sectores han seguido un patrón similar⁷.

La importancia estratégica del mercado del gas natural en Argentina trasciende la esfera sectorial. La dependencia de este recurso energético ha derivado en una serie de restricciones en el sector industrial y, a su vez, ha implicado dificultades en las balanzas de pago y comercial (Recalde, 2012). Las divisas necesarias para cubrir la compra de LNG han sido uno de los factores causantes de las devaluaciones sufridas en los últimos años. Con el fin de recuperar el autoabastecimiento, en 2010 se comenzó a explotar pozos no convencionales⁸ en el yacimiento conocido como “Vaca Muerta” (Di Sbroiavacca, 2015). Se estima que este yacimiento cuenta con reservas estimadas de 803 tcf, lo cual equivale a 10 veces las reservas estimadas en 2013⁹. No obstante, la explotación del fluido requiere fuertes inversiones iniciales en la cadena de producción y transporte.

1.2.2.2 *Demanda*

La demanda de gas en Argentina se encuentra determinada por la presencia de estaciones frías y por la cercanía a los yacimientos. En aquellas provincias donde se verifica alguno de estos escenarios, existe una distribuidora de gas de red en las

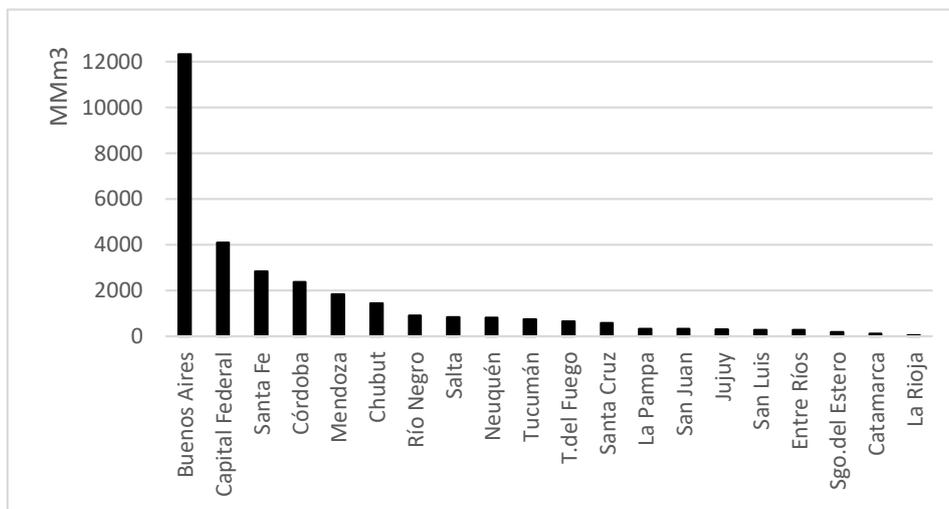
⁷ Se analizan con mayor detenimiento en el Capítulo 2.

⁸ Hasta el 2012, YPF había perforado 49 pozos de *shale* (Di Sbroiavacca, 2015).

⁹ Para mayor detalle, ver <https://www.ypf.com/desafiovacamuerta/paginas/vaca-muerta.html>

ciudades más importantes (Figura 1.7). Por el contrario, el noreste argentino es una región donde el gas por garrafa es la única forma de acceso al fluido.

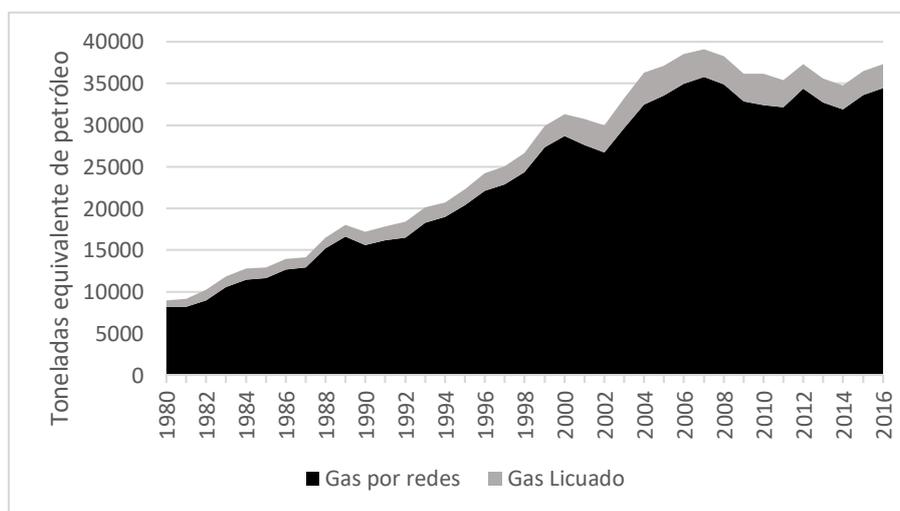
Figura 1.7 – Gas de red distribuido por provincia en 2017



Fuente: elaboración propia en base a sitio web ENARGAS.

De todas formas, el consumo doméstico ha crecido de forma sostenida hasta 2006 (Figura 1.8). No obstante, se puede observar una fase de estancamiento desde 2007 en adelante.

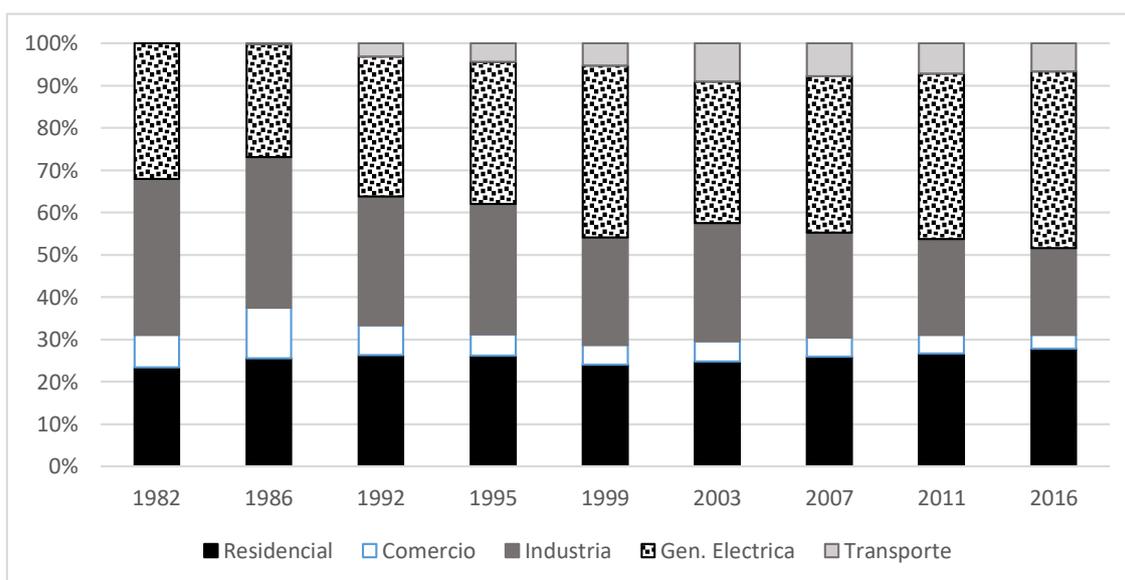
Figura 1.8 – Consumo de gas de red y gas licuado



Fuente: elaboración propia en base a Balances Energéticos 1980-2016

Mientras que el gas licuado es consumido casi en su totalidad por el sector residencial, la participación del gas de red está distribuida entre el consumo domiciliario, comercial, industrial, para generación eléctrica y para transporte. Durante el período analizado, el consumo residencial osciló en valores cercanos al 26%. Con el correr del tiempo, el consumo industrial y comercial ha perdido participación en manos de la generación eléctrica y del gas natural comprimido para transporte. La generación eléctrica pasó del 32% del total consumido en 1982 al 42% en 2016. La reducción del consumo industrial muestra una caída de 16% desde 1982, cuando insumía 37% del total. Asimismo, el transporte por GNC tuvo un crecimiento constante hasta 2003, donde alcanzó un máximo cercano al 11% del consumo total. Luego su participación ha permanecido en torno al 7% (Figura 1.9).

Figura 1.9 – Variación de la participación de cada sector de la demanda en el consumo total de gas natural para el período 1982-2016



Fuente: elaboración propia en base a Balances Energéticos 1982-2016

La evolución en el consumo de los distintos sectores se debe a factores diversos. Desde 1992 se ha incentivado la creación de centrales térmicas en virtud de

la disponibilidad de gas. A pesar de la escasez del fluido verificada luego de 2004, se han continuado con proyectos termoeléctricos que utilizan fueloil, gas natural y gasoil (v.g. Ensenada, Córdoba, Campana, Bahía Blanca).

Las tarifas han sido otro elemento que podría explicar la variación de la demanda en las últimas décadas. Durante el período 2002-2015 la tarifa residencial ha sido subsidiada por el Estado Nacional (Hancevic et al., 2016). Si bien la participación del consumo de los hogares permaneció constante en términos relativos, la demanda en valores absolutos aumentó de 4030 TEP¹⁰ en 1992 a 9900 TEP en 2016. Se han implementado programas de eficiencia energética para intentar limitar el aumento (Guzowski y Recalde, 2006), sin que se hubiesen observado cambios significativos en la tendencia hasta 2016. No ha ocurrido lo mismo en el caso del sector comercial e industrial. Mientras que el primero ha visto su consumo reducido incluso en términos absolutos, la demanda de las industrias ha enfrentado restricciones de oferta dado que el abastecimiento residencial es prioritario¹¹ (Art 31 D. 180/2004). Además, la tarifa del sector industrial luego de la crisis del gas de 2004 ha carecido de subsidios (Kozulj, 2012).

¹⁰ Toneladas equivalentes de petróleo.

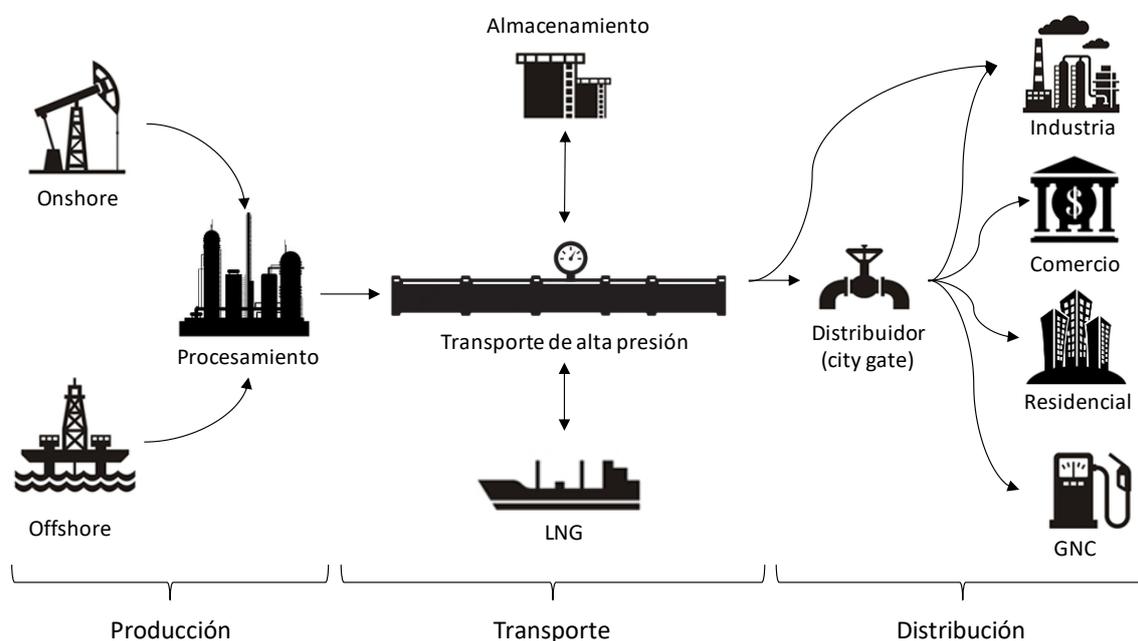
¹¹ El Anexo V del Decreto 180/2004 establece el orden de prioridad en los recortes de provisión ante insuficiencia de suministro.

1.3 Sistema de transporte de gas natural

Tanto la oferta como la demanda han determinado la forma de la red de transporte de gas argentino. Previo a un análisis más detallado de este segmento en particular, se requiere conocer la tecnología del sector y los desafíos que implica su desarrollo en el largo plazo.

Las etapas de la cadena del gas natural son la producción, el transporte y la distribución (Figura 1.10). La etapa de producción consiste en la extracción y el acondicionamiento¹² del fluido antes de su inyección al gasoducto.

Figura 1.10 – Cadena de suministro del gas natural



En la industria del gas, las redes de gasoductos de alta presión son estratégicas por dos razones. En primer lugar, el correcto abastecimiento de la demanda depende

¹² Disminución de CO₂ y otros componentes para adecuarlos a las condiciones operativas del gasoducto.

de la distribución de la red y de sus dimensiones. Para lograrlo, se requiere planificación de largo plazo y niveles altos de inversión. Segundo, todos los eslabones de la cadena del gas están interconectados a través de los gasoductos. Si existiesen barreras de entrada para el uso del sistema, los impedimentos desalentarían el consumo por falta de suministro. Asimismo, se obstruiría el desarrollo de la producción petrolera en general puesto que el gas asociado no es fácilmente almacenable.

Respecto a la composición de los caños, las redes de transporte suelen utilizar acero al carbono con protección catódica para disminuir la corrosión galvánica. El espesor depende de las condiciones del suelo, presión y diámetro. Normalmente, las cañerías oscilan entre 6 y 48 pulgadas y operan en el rango de 200-1500 psi¹³. Las estructuras son enterradas utilizando el método de trincheras. La compañía operadora debe tener derechos de paso sobre el terreno donde yacen las estructuras. En Argentina, las servidumbres del terreno donde se encuentran los gasoductos surgen de las licencias y del Decreto 2.255/1992.

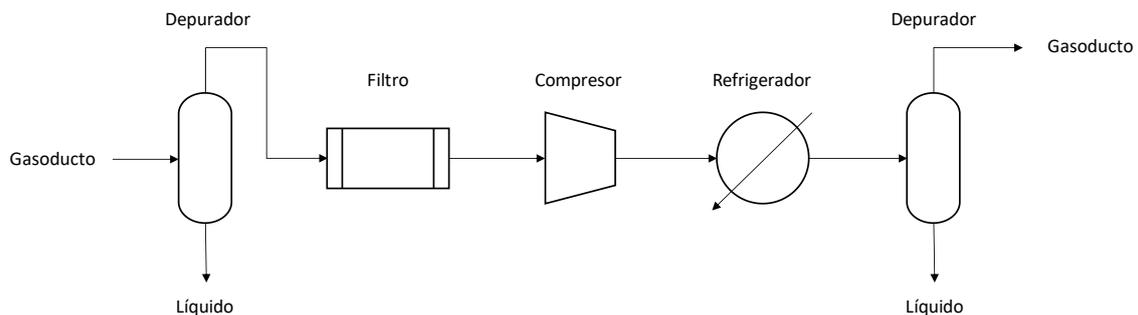
En cuanto a su estructura, los gasoductos requieren que se planifique en función de las propiedades del gas transportado y de las condiciones de operación tales como la temperatura y la presión. Estas características determinan la velocidad de transmisión, la cual debería ser igual al 40-50% de la velocidad de erosión. La Ecuación 1.1, que describe la ecuación de Bernoulli sobre el movimiento de un líquido (Mokhatab et. al, 2018), determina el caudal transportado de un gasoducto (Ecuación 1.1).

$$Q = C \left(\frac{T_b}{P_b} \right) D^{0,25} \left(\frac{P_1^2 - P_2^2 - H_c}{L \gamma_G T_a Z_{af}} \right)^{0,5} E \quad (1.1)$$

¹³ Libra por pulgada cuadrada: unidad para medir la presión.

La expresión expresa a la cantidad Q en función de la temperatura (T_b) y presión del gas (P_b) en condiciones de base, al diámetro interno del gasoducto (D), la presión de entrada (P_1) y de salida (P_2) del fluido, un término de diferencial de altura entre los dos extremos de la cañería (H_c), el factor de fricción de Moody f , la temperatura promedio de la cañería (T_a), la gravedad específica del gas (γ_G) y un factor de compresión promedio (Z_a). La expresión del lado derecho es ajustada por un factor de eficiencia del flujo (E) y un parámetro de ajuste en función de las unidades utilizadas (C).

En base a lo descrito en la Ecuación 1.1, el caudal del fluido a lo largo de un trayecto prolongado no sólo depende de las dimensiones físicas de la cañería sino también de la temperatura y presión. Un componente importante son las estaciones de compresión. Estos establecimientos son instalados a lo largo del gasoducto para mantener la presión. La cantidad de compresores a lo largo del gasoducto depende de sus dimensiones y del desempeño económico del compresor (v.g. costo de capital, combustible, presión requerida). Los edificios están integrados por diversos equipos cuya configuración obedece a las características del gasoducto (Figura 1.11). Al inicio, un depurador extrae el líquido que pueda formarse a lo largo del trayecto del gasoducto. Luego, un filtro coalescente remueve las partículas sólidas para evitar averías en los compresores y los motores. El gas purificado es comprimido por un compresor o una serie de compresores. Estos dispositivos están impulsados por motores eléctricos o utilizan parte del gas transportado como combustible. A continuación, el fluido comprimido debe ser enfriado para evitar que la alta temperatura dañe la estructura de las cañerías. Finalmente, un nuevo depurador elimina cualquier líquido formado en la fase de compresión y finalmente es reinyectado en el gasoducto para continuar el recorrido.

Figura 1.11 – Diagrama de una estación de compresión de etapa simple

Fuente: elaboración propia en base a Kurz y Mokhatab (2007)

Además de la compresión, existen localizaciones a lo largo del trayecto donde es factible inyectar o descargar gas del gasoducto. Para ello, la presión es controlada en estaciones de medición y control de presión con sistemas para verificar los flujos de entrada o salida. En estas instalaciones pueden existir filtros para eliminar líquidos e impurezas, o calentadores para prevenir la formación de hidratos, hidrocarburos líquidos o agua. En el caso de los puntos de entrega, existen equipos de reducción de presión para adecuarse a las necesidades operativas del siguiente eslabón (v.g. distribuidoras, industria).

La vida útil de un sistema de gasoducto es estimada en 25 años, aunque según el mantenimiento puede extenderse por razones de índole económica. Sin embargo, el control de los factores de desgaste por el paso del tiempo, tales como la corrosión o los cambios en el medioambiente donde permanecen las cañerías, requiere medidas de mantenimiento permanentes y planificación ante eventuales incidentes. A esta complejidad se suma el hecho que las industrias y los distribuidores anexados a la red también hunden costos y requieren que la estructura siga en funcionamiento. Según

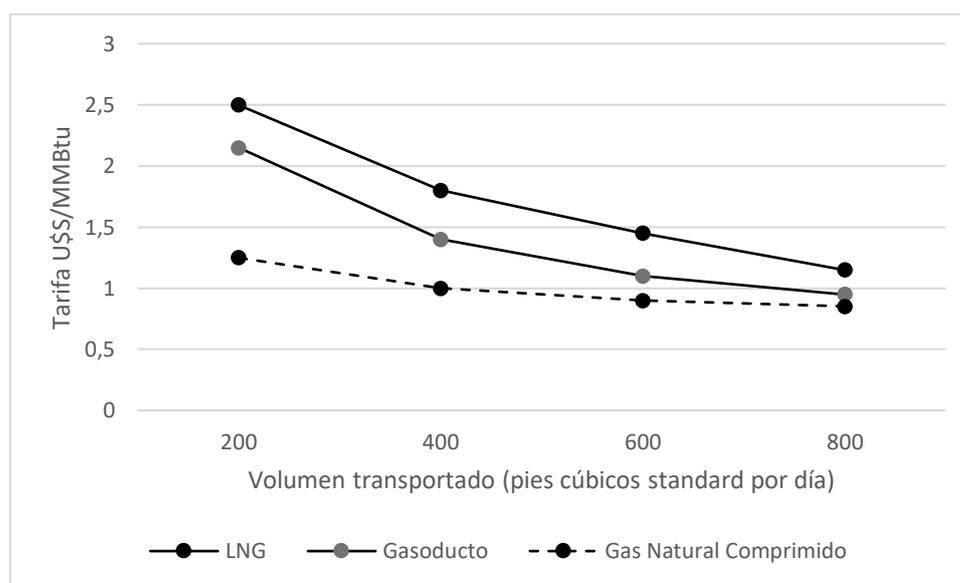
Kishawy y Gabbar (2010), los procedimientos de control necesarios para un correcto funcionamiento deberían ser los siguientes:

1. *Smart Pigs*: son dispositivos cilíndricos provistos de cepillos, sellos, y/o imanes que se introducen en el gasoducto para limpieza y remoción de suciedad, y para detectar deformaciones del material. El dispositivo se introduce en una sección de la tubería de mayor tamaño y es trasladado por el caudal hasta otro punto o estación de retiro aguas abajo.
2. *Guided Wave Testing (GWT)*: método que aplica ondas acústicas para detectar desgaste del metal.
3. Prueba hidrostática o hidráulica: método para asegurar la integridad del gasoducto mediante la inyección de líquido a presiones superiores a las normales.

Desde el punto de vista de la demanda, el caudal puede ser reforzado en períodos de alto consumo mediante depósitos subterráneos (Evans y Chadwick, 2009). Es posible utilizar pozos agotados, acuíferos o cavernas salinas con la porosidad requerida. Durante las épocas de bajo consumo es posible inyectar la producción excedente para extraerla en momentos de alta demanda. Sin embargo, la forma de almacenamiento y suministro usual es el gas natural licuado (*LNG*). Aunque el *LNG* se descubrió en la década del '60, las mejoras tecnológicas en las últimas décadas han hecho económicamente factible la exportación de gas natural desde yacimientos lejanos a la demanda. Al tener un factor de compresión mayor que en estado gaseoso, el volumen de fluido necesario para generar un nivel determinado de energía puede ser hasta 600 veces inferior. Además, el impacto medioambiental es el menor entre los combustibles fósiles, llegando a reducir hasta 20% la emisión de CO_2 comparado con la combustión en su fase gaseosa. Sin embargo, la construcción de plantas licuefactoras y regasificadoras implica erogaciones que impactan en la

viabilidad del proyecto. La potencialidad de esta tecnología apunta a disminuir los costos de capital y operativos de los yacimientos off-shore, siendo la denominada *Floating Liquefied Natural Gas (FLNG)* una tecnología en expansión (Bukowski et al., 2013). A pesar del hecho que los costos medios de transporte convergen a partir de un cierto volumen, la flexibilidad que otorga el LNG permite compensar el mayor costo y disminuir el riesgo de mercado (Figura 1.12).

Figura 1.12 – Costo según la tecnología de transporte *offshore*



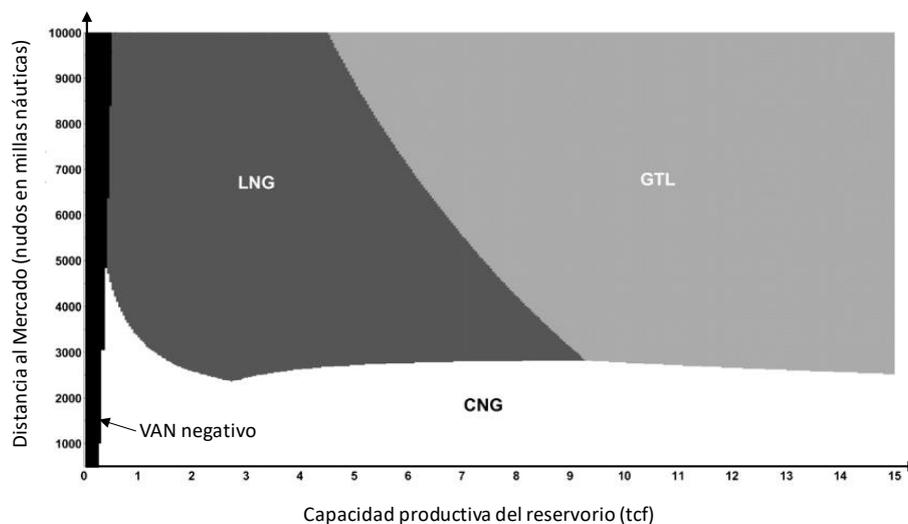
Fuente: elaboración propia en base a Mokhtab et al. (2018)

Desde el punto de vista *offshore*, las tecnologías económicamente factibles susceptibles de competir con el *LNG* son *Gas-To-Liquids (GTL)* y el Gas Natural Comprimido (*CNG*). *GTL* consiste en la conversión de gas natural a gas de síntesis con el fin de obtener combustibles líquidos tales como el diésel, metanol, parafinas o naftenos. Su utilización se justifica en yacimientos remotos donde no es viable la construcción de gasoductos¹⁴.

¹⁴ Esta tecnología no ha sido aplicada en el país.

El Gas Natural Comprimido es una tecnología de transporte *onshore* y *offshore*. Es ideal para el acceso a yacimientos con impedimentos físicos o en regiones donde las inversiones de largo plazo son arriesgadas (Alawode et al., 2011). Además, el costo operativo para distancias cortas es inferior al del LNG por su menor costo de capital (Figura 1.13), aunque el menor volumen del gas mediante LNG hace que los costos medios por unidad transportada sean menores en grandes distancias (150 kg/m³ del gas natural comprimido (CNG) vs 600 kg/m³ del LNG).

Figura 1.13 – Valor Actual Neto de las tecnologías de transporte *offshore*. Viabilidad según distancia y caudal productivo del yacimiento



Fuente: elaboración propia en base a Khalilpour y Karimi (2012)

La breve descripción tecnológica del transporte de gas natural invita a reflexionar acerca de los desafíos que implica planificar y financiar la infraestructura necesaria para un desarrollo sustentable del segmento. Dado el horizonte temporal de los proyectos, los inversores privados requieren políticas públicas que brinden estabilidad económica para proyectar con un grado de certidumbre razonable.

1.4 Objetivo de la tesis

Para la evaluación de proyectos de transporte de gas natural es imprescindible analizar las restricciones físicas y económicas vinculadas a inversiones de muy largo plazo. El objetivo de esta tesis consiste en proponer los determinantes que influyeron en la intervención estatal del sector de transporte de gas natural en Argentina desde el 2002 al 2015, y evaluar los efectos del congelamiento tarifario sobre la red de gasoductos en términos de eficiencia.

1.4.1 Objetivos específicos

- Describir el sector de transporte de gas natural argentino en los distintos períodos históricos.
- Evaluar el comportamiento y desempeño de las empresas reguladas bajo ruptura contractual.
- Analizar los efectos *ex-post* del oportunismo gubernamental en contratos de servicios públicos regulados a través de un juego infinitamente repetido.
- Estimar el impacto de la ruptura contractual en la eficiencia de costos de las empresas argentinas, comparándolas con compañías similares de otros países.
- Detectar cambios en la eficiencia técnica a partir del congelamiento tarifario.

1.5 Estructura de la tesis y metodología

La tesis se compone de 5 capítulos, de los cuales el primero consiste en la introducción y el planteo de los objetivos.

En el **capítulo 2** se presenta la estructura del mercado de gas natural y su evolución en Argentina. Se narran los hechos significativos desde la creación del primer gasoducto y la legislación principal. A partir de la dinámica observada en las últimas dos décadas, se propuso enfocar las problemáticas que ha enfrentado el sistema de transporte de gas natural a raíz del cambio en las condiciones contractuales luego de la sanción de la ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario en 2002 (L. 25.561).

El **capítulo 3** se analizan los acuerdos regulados entre agentes (v.g. Estado, operadores) mediante el tratamiento que propone la teoría de contratos. El desarrollo formal en esta temática apunta a modelizar los factores que llevan a los gobiernos a incumplir los contratos de concesión o privatización. El objetivo consiste en describir el proceso subyacente de *hold-up* en el sistema de transporte regulado, donde los gobiernos pueden tener incentivos a romper contratos mediante la alteración de la corriente de ingresos de los operadores del servicio. Se contribuye con la literatura existente mediante el desarrollo de un juego infinitamente repetido, analizando los equilibrios que surgen a partir de las estrategias del partido político gobernante. Luego, el modelo es contrastado con el caso argentino del transporte de gas natural.

En el **capítulo 4** se estima un modelo econométrico de frontera estocástica basado en costos para empresas del sector. Resulta interesante evaluar si la coexistencia entre la falta de inversión y la restricción de ingresos afecta de algún modo la eficiencia en costos. Para tal fin, se propone aplicar la técnica de frontera estocástica de costos

para panel de datos desarrollada por Battese y Coelli (1992). Los datos utilizados en la estimación tienen una estructura de panel y fueron extraídos de los balances de 8 transportadoras de gas natural que operan en diferentes países para el período 2005-2016.

El **capítulo 5** complementa el análisis de eficiencia desde el punto de vista técnico. Mediante la aplicación de Redes Neuronales Artificiales, se desarrolla un modelo para detectar cambios en la eficiencia técnica luego del congelamiento tarifario implantado en 2002. Los datos han sido extraídos de las declaraciones juradas mensuales de las empresas transportistas que se almacenan en la base de datos del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). La técnica aplicada es un perceptrón multicapa que sigue los lineamientos descritos en Hagan et al. (2014) Implementado en MATLAB 2015.

Finalmente, se brindan las conclusiones generales de la presente tesis y se delinearán tópicos de desarrollo futuro para completar el análisis propuesto.

Capítulo 2

Evolución organizativa y regulatoria del sector de transporte de gas natural en Argentina

Resumen del capítulo

El capítulo introduce el contexto histórico y relata la evolución del sistema de transporte de gas natural en Argentina. La historia del sector está dividida en tres períodos. El primero de ellos inicia con la construcción del primer gasoducto en manos de la empresa estatal Gas del Estado en 1946. El segundo período comienza en 1992 con su privatización. Finalmente, el último período tiene lugar luego de la sanción de la ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (L. 25.561) en 2002 hasta 2015. Al final del capítulo se incluyen los eventos más importantes en el mercado a partir de 2016 y se exponen las preguntas de investigación.

2.1 Historia del sistema de transporte de gas natural

La historia del sector de transporte de gas natural en Argentina puede dividirse en tres grandes períodos. El primero de ellos comienza a partir la creación del gasoducto de alta presión denominado “Presidente Perón” inaugurado en 1946. Hasta 1988, el Estado Nacional construyó la base de la infraestructura troncal doméstica que hoy se continúa utilizando para el transporte de gas natural. Durante esas décadas las empresas proveedoras de servicios públicos estuvieron a cargo de los estados nacionales y provinciales. Según OLADE/CEPAL/GTZ (2003; citado en Guzowski, 2015), la modalidad de coordinación de este sector era de Control Central. No obstante, desde 1989 hasta 1992 se llevó adelante un esquema de privatizaciones que alcanzó al conjunto de empresas estatales de servicios públicos. El segundo período comenzó en 1992, cuando Gas del Estado fue particionada en distintos segmentos de la cadena de suministro: transporte y distribución. Se creó el ente de regulación (ENARGAS) cuyo propósito ha sido el de establecer pautas de calidad del servicio, aplicar normas de funcionamiento y fijar la tarifa aplicable a cada organización. En el caso particular del sector del gas, se introdujo la competencia en tramos, o la modalidad de mercado (Guzowski, op. cit.: 83). Por último, a partir de la sanción de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario en 2002, el tercer período estuvo caracterizado por una fuerte intervención estatal, condicionando el nivel tarifario y provocando un aumento de conflictividad entre los distintos agentes involucrados. A continuación, se describen las distintas etapas.

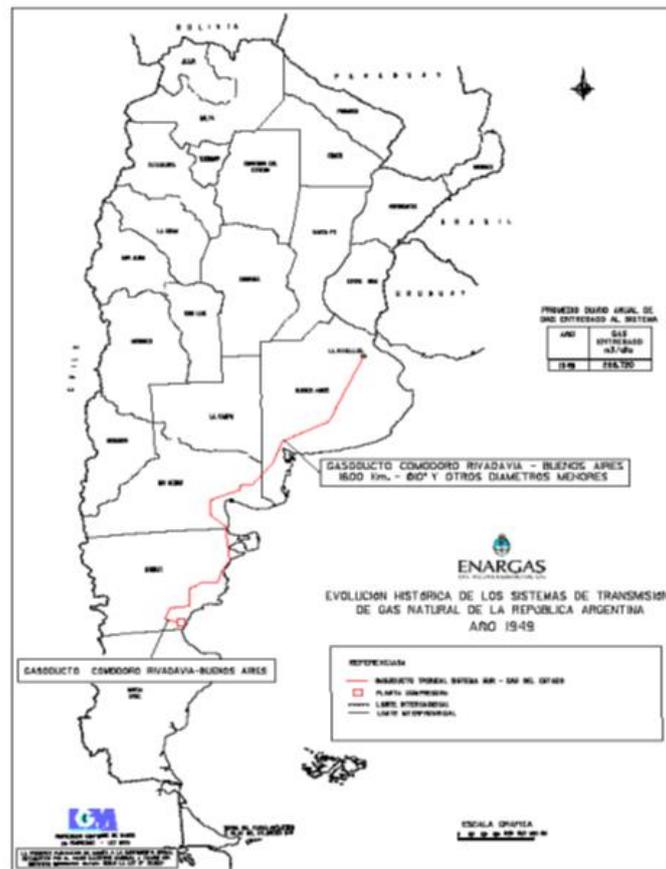
2.2 Primera etapa (1946-1992): Gestión estatal

El servicio de gas en la ciudad de Buenos Aires era provisto desde 1909 por la firma inglesa Compañía Primitiva de Gas Buenos Aires Limitada. Hacia el final de la concesión, pautado para el año 1940, la expansión del sistema de distribución no había acompañado el crecimiento de la demanda y, luego de reiterados conflictos con el municipio, se decidió expropiar los activos de la firma. De esta forma, en 1945 es creada la Dirección General de Gas del Estado¹⁵ a través del Decreto 22.389/1945. El objetivo de este organismo fue la ampliación del servicio y la sustitución del gas de hulla producido a partir de carbón importado. A fin de aprovechar las reservas de gas natural en el sur argentino, más precisamente en Comodoro Rivadavia, debían crearse gasoductos de alta presión que pudieran abastecer la creciente demanda a una distancia desafiante.

El primer gasoducto fue nombrado "Presidente Perón" (Figura 2.1). Esta obra fue finalizada el 29 de diciembre de 1949 con un costo de U\$S 50 millones (alrededor de U\$S 500 millones actuales). Con una longitud aproximada de 1.600 km., fue considerado el gasoducto más largo de la época y permitió el incremento de la cantidad distribuida del fluido, aumentando de 140 millones de m³ en 1945 a 326 millones de m³ en 1950 (Gerchunoff y Llach, 1998).

¹⁵ En 1978 es transformada en Gas del Estado Sociedad del Estado a partir del Decreto 1.444/1978.

Figura 2.1 – Gasoducto Presidente Perón



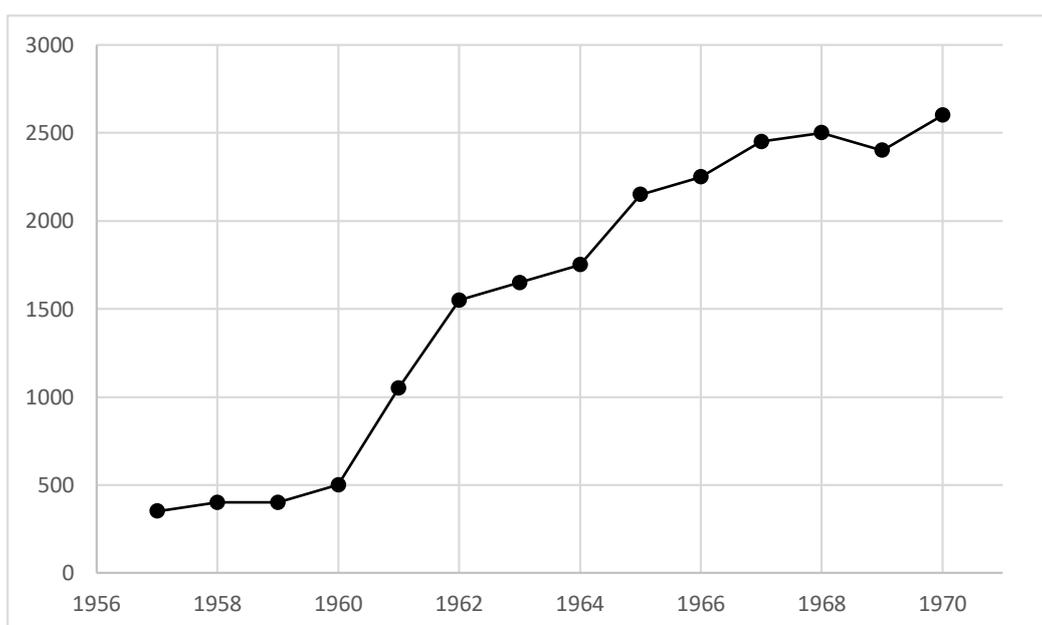
Fuente: ENARGAS

Dos años más tarde, se interconectaron distintos tramos al gasoducto troncal para inyectar la producción de gas proveniente de nuevos pozos gasíferos. Se crearon 100 km. de cañerías para conectar los campos de Cañadón Seco (Santa Cruz) y se construyeron 450 km. en ramales para incorporar a Plaza Huincul (Neuquén) y a General Conesa (Río Negro).

Durante los primeros años de Gas del Estado se verificó un proceso de expansión intensivo en el consumo de gas natural. En ese período se llevó a cabo un proceso de reconversión de los sistemas de calefacción domiciliarios puesto que los que estaban ya instalados no eran compatibles con las calorías del gas de pozo (9250

calorías del gas de pozo contra 4500 del gas manufacturado). El proceso de reconversión en Capital Federal duraría hasta 1960, cuando la usina Corrales, la planta productora de gas manufacturado para la ciudad de Buenos Aires, fue finalmente cerrada. El consumo medio por usuario se puede apreciar en la Figura 2.2, donde la conexión con el centro de producción patagónico en 1960 impulsó definitivamente la demanda.

Figura 2.2 – Consumo medio por usuario en m³



Fuente: elaboración propia en base a Giusti (1971).

La Tabla 2.1 detalla los gasoductos creados desde 1949 hasta 1988, llegando a transportar gas natural por un volumen de 65 millones m³ al día¹⁶ a principios de la década del '90.

¹⁶ Según ENARGAS, en el sitio <https://www.enargas.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion/datos-operativos-subsec.php?sec=2&subsec=2&subsecord=02>

Tabla 2.1 – Gasoductos construidos entre 1949 y 1988 por Gas del Estado

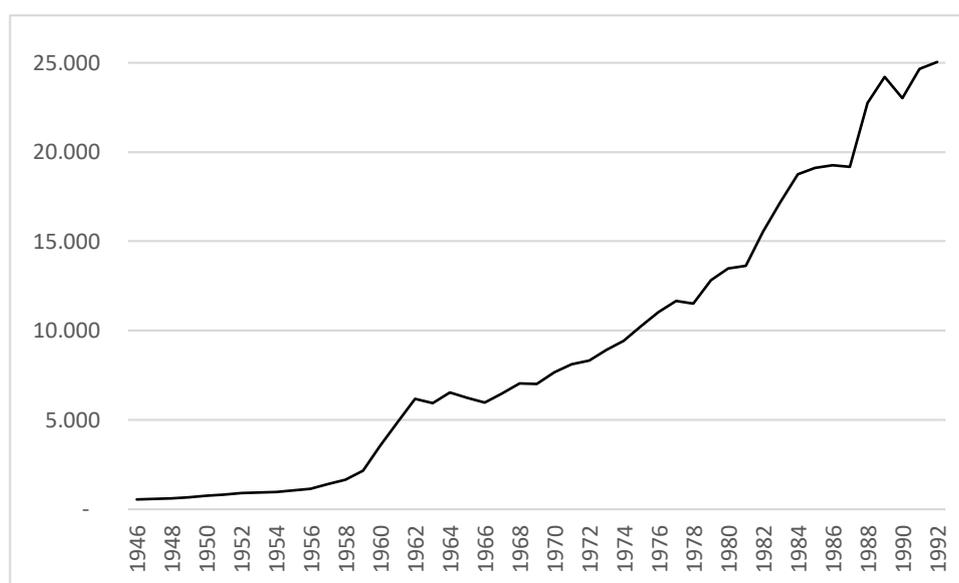
Gasoducto	Año de construcción
Comodoro Rivadavia – Buenos Aires	1949
Plaza Huincul – General Conesa	1952
Campo Durán (Salta) – Buenos Aires	1960
Pico Truncado – Buenos Aires	1965
Neuquén – Bahía Blanca (NEUBA I)	1970
Santa Cruz de la Sierra – Yacuiba (Bolivia)	1972
El Cóndor – Pico Truncado	1973
El Cóndor – San Sebastián	1978
Cuyo – Rosario (Centro Oeste)	1981
Neuquén – Bahía Blanca (NEUBA II)	1988

Fuente: elaboración propia en base a Galé (2005)

La expansión de la red doméstica impulsada por Gas del Estado finaliza con la inauguración del gasoducto NEUBA II en 1988. En los últimos años de la empresa estatal, el sistema de transporte de alta presión se convirtió en la red más desarrollada de Latinoamérica (Galé, 2005).

La provisión residencial de gas natural estaba íntegramente administrada por Gas del Estado. El fluido era principalmente adquirido a la compañía estatal YPF, alcanzando valores cercanos al 80% de la participación total. La serie histórica de producción de gas natural expuesta en la Figura 2.3 revela el crecimiento de la demanda doméstica. Además, el suministro interno era complementado con importación de Bolivia y productores privados.

Figura 2.3 – Producción anual de gas natural de YPF en MMm³



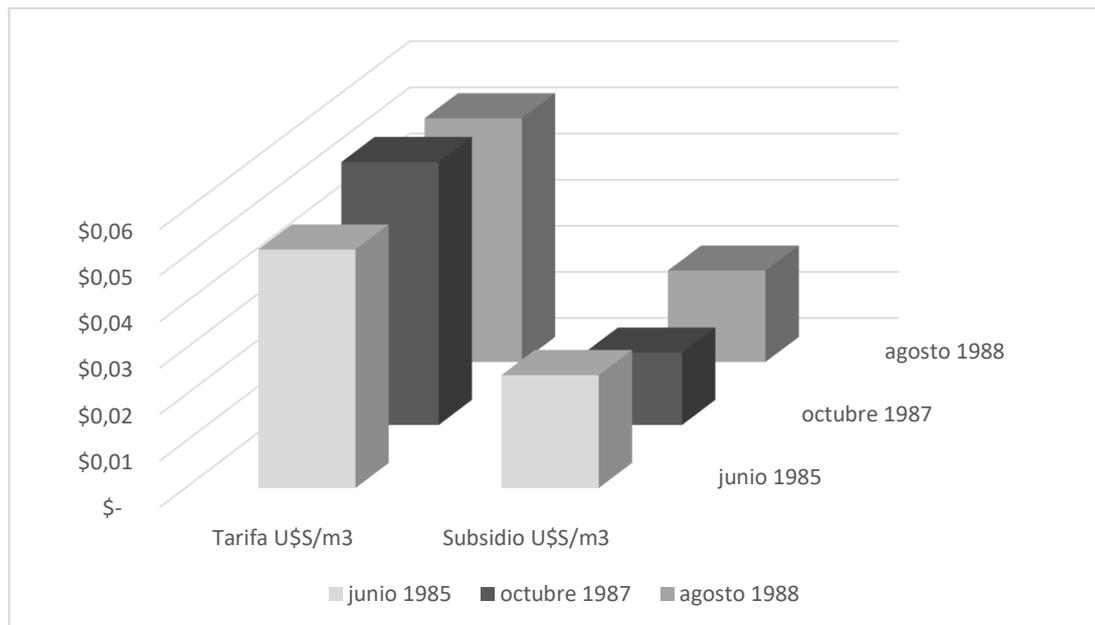
Fuente: elaboración propia en base al sitio web de la Secretaría de Energía.

La tarifa cobrada al usuario final incluía el costo del fluido, el transporte y la distribución. Respecto al precio del gas al consumidor, Giusti (1971) elaboró un índice para valorar el incremento de precios de cada fuente energética entre los años 1943-1960 (1943=100). Mientras que el gas había aumentado aproximadamente 562 puntos desde 1945, los gastos en electricidad habían crecido en 1.625 y el carbón, en 3.317. Además, se estima que entre los años 1977 y 1985, el costo de transporte

representaba dos tercios de la tarifa pagada por los consumidores y, este concepto, estaba destinado mayoritariamente a proyectos de ampliación y expansión de la red.

Según Galé (2005: 117), hacia los últimos años de operaciones de Gas del Estado, el valor de las tarifas cobradas a usuarios residenciales, industriales y de generación eléctrica “fueron inferiores a los costos marginales sin estacionalidad”. Esta situación implicaba la aplicación de subsidios para equilibrar los saldos contables. El problema tarifario del sector no estuvo relacionado con el transporte sino con el exiguu precio que se pagaba por la materia prima. De acuerdo al Instituto Argentino del Petróleo, el precio al consumidor final sólo cubría una tercera parte del costo de generación, mientras que para los industriales y grandes consumidores sólo satisfacía el 50% del gasto necesario para su obtención (IAP, 1989). El Ministerio de Economía señalaba también “la existencia de subsidios cruzados entre usuarios de la misma o distinta categoría” a la vez que el esquema tarifario respondía a políticas distributivas o antiinflacionarias sin considerar el costo explícito del servicio. La Figura 2.4 expone la magnitud de los subsidios para cubrir el déficit de los años 1985, 1987 y 1988. Comparado a un costo medio anual de U\$S 0,0726 por m³, el déficit le ha significado un subsidio total de U\$S 241.485.000, U\$S 188.895.000 y U\$S 206.670.200, respectivamente.

Figura 2.4 – Tarifas y subsidios en Gas del Estado en los últimos años de operación



Fuente: elaboración propia en base al sitio Memoria de las Privatizaciones (disponible en <http://mepriv.mecon.gov.ar/gas/tarifasprevias.htm>)

Respecto del desempeño de la estructura, hacia fines de 1980 se suscitaron problemas en el suministro por la falta de presión. Según el Ministerio de Economía¹⁷, la demanda en diversas zonas geográficas enfrentó restricciones debido a la ausencia de gasoductos troncales. Al respecto, Gerchunoff (1992) señala que debido a que las tarifas que no cubrían los costos del servicio, existió una incorrecta asignación de recursos de capital que derivó en la subinversión en el sistema de transporte.

¹⁷ <http://mepriv.mecon.gov.ar/gas/tarifasprevias.htm>

2.3 Segunda etapa (1992-2001): Privatización de Gas del Estado

2.3.1 Aspectos históricos de la privatización

El proceso de privatización de Gas del Estado fue posterior e independiente al de YPF. El Banco Mundial y la consultora McKinsey & Company Inc. fueron contratados para elaborar el proyecto del marco regulatorio del sector gasífero (Galé, 2005). En el informe de la consultora se destacó el “mal estado de los gasoductos troncales y una capacidad operativa limitada”, así como un déficit persistente de los últimos informes financieros de la compañía. Sectores académicos y de la oposición al gobierno fueron detractores de estas observaciones, sosteniendo que no estaba probado que el proceso privatizador fuera a garantizar una mayor eficiencia con respecto a la empresa estatal (Lapeña, 1991). Por otra parte, la motivación encubierta de los procesos de privatización habría consistido en la necesidad de reducir los niveles de deuda externa (Gerchunoff y Castro, 1992).

A principios de 1991 se emitió el Decreto 48/1991 con el propósito de comenzar el proceso de privatización de Gas del Estado. Se instruyó al entonces Ministerio de Obras y Servicios Públicos a redactar el pliego de bases y condiciones para la futura licitación de la empresa estatal. Mientras tanto, en los debates legislativos del proyecto de ley, las críticas al borrador de la norma se centraron en el estado de abandono de la empresa en los últimos años presuntamente ocasionado por el gobierno (con resultados contables negativos a partir de 1990) y en la falta de transparencia respecto a la metodología de concesión. Sin embargo, la norma fue igualmente sancionada a pesar de que el quórum necesario para proceder a la votación se logró mediante la participación de un diputado falso¹⁸.

¹⁸ Este episodio es conocido coloquialmente como el caso del “Diputrucho” Juan Kennan.

El marco regulatorio estuvo conformado por la Ley del Gas (L. 24.076), decreto reglamentario (1.738/1992) y normas accesorias¹⁹. El mecanismo de coordinación del sector del transporte y de la distribución ha seguido las reglas de mercado europeas (Vazquez et al., 2012), donde la existencia de una autoridad regulatoria establece las características esenciales del servicio. En particular, el esquema de regulación estuvo inspirado en el estilo inglés, asumiendo que el sistema *price cap*²⁰ dotaría de mayor eficiencia al sector (Estache et al., 2003).

Este cuerpo normativo determinó la estructura y funcionamiento del mercado, que se sintetiza en las siguientes características:

- I. La estructura de Gas del Estado se subdividió en empresas transportistas, dedicadas a la operación de los gasoductos troncales de alta presión, y distribuidoras regionales.
- II. Los nuevos operadores debían contar con experiencia en el rubro. Es por este motivo que las sociedades adjudicatarias estuvieron integradas por empresas extranjeras.
- III. La concesión del servicio de transporte fue fijada en 35 años (Art. 5 L. 24.076), prorrogables por otros 10 años.

El art. 4 del Decreto 1189/1992 dispuso la creación de 10 sociedades anónimas; 2 de ellas estarían destinadas al transporte y las 8 restantes a la distribución. El sistema de transporte fue dividido en zona norte y sur (Tabla 2.2). El área del sur alberga la red más extensa y, por lo tanto, el valor del pliego fue superior

¹⁹ El marco regulatorio sigue vigente en la actualidad.

²⁰ El sistema adoptado es una versión de precios máximos con traslado de costos (Chisari y Ferro, 2011), donde ciertos costos no controlables por la empresa podrían ser reconocidos a petición de la empresa y luego de la aprobación del ente regulador. Es necesario, además, la celebración de la audiencia pública correspondiente (Art. 46 L. 24.076).

en un 60% respecto al norte. En la actualidad, el esquema empresarial establecido en 1992 se mantiene sin cambios, no así la propiedad de sus respectivas sociedades controlantes.

**Tabla 2.2 – Privatización del segmento de transporte de Gas del Estado.
Empresas ingresantes al mercado en 1992**

Empresa	Transportadora de Gas del Norte (TGN)	Transportadora de Gas del Sur (TGS)
Controlante	Gasinvest S.A.	Compañía de Inversiones de Argentina S.A.
Valor de adjudicación	U\$S 210 millones	U\$S 356 millones
Participación accionaria	70%	70%
Área	Gasoductos Norte y Centro Oeste. Adquirió en la licitación de 1992 la planta de separación de líquidos de gas de Caimancito (Decreto 1189/92) como sociedad vinculada.	Gasoductos NEUBA I y II, San Martín y Cordillerano. Las plantas separadoras de líquidos del gas natural de General Cerri, Cañadón Seco y Centenario formaron parte del pliego licitatorio.

Fuente: elaboración propia en base a información provista en los sitios web de cada compañía y al sitio web *Memoria de la privatización* del Ministerio de Economía.

Una cuestión que debe observarse es el hecho que las licenciatarias efectuaron el pago de la licitación con un 20% en efectivo y el 80% con bonos públicos (D. 551/1992). Estos últimos presentaban un valor reducido en el mercado secundario producto de la crisis económico-financiera de finales de la década del '80. Los bonos

fueron tomados a un porcentaje del valor nominal²¹ (D. Min. Economía y Obras y Servicios Públicos 873/1992 y Res. Secretaría de Hacienda 325/1992). Debido a este proceso, Kozulj (2000, 2005) sostiene que el valor de adquisición de los activos se realizó muy por debajo de su valor de reposición, habiendo llegado a abonarse el 86% del Valor Actual Neto calculado a una tasa del 16,8% anual²². Incluso, el monto pagado fue inferior a la valuación comercial determinada por McKinsey, de la cual surge que el valor del pliego fue sólo del 54% con respecto al precio estimado por la consultora.

2.3.2 Marco regulatorio

Las empresas alcanzadas por la Ley del Gas, aún vigente, deben acatar las resoluciones emitidas por la autoridad de regulación denominada Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). Según el marco regulatorio, este organismo debe promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas, establecer tarifas razonables que contemplen la totalidad de los costos operativos y de capital, aprobar los proyectos de inversión en infraestructura, y controlar el cumplimiento de las licencias.

La concepción del ente regulador se basó en la noción de independencia regulatoria (Gilardi y Maggetti, 2011). En este sentido, la designación de los 5 miembros del directorio es propuesta por el Poder Ejecutivo, pero para su remoción es necesario el acuerdo de una comisión designada por el Congreso Nacional (Art. 54

²¹ La Deuda Pública Externa en U\$S fue tomada a 0,475, mientras que la Deuda Pública Interna en moneda nacional fue computada al 0,60 para los Bonos de Consolidación Previsionales y al 0,475 para los Bonos de Consolidación.

²² El valor actual neto fue calculado de esta manera por la consultora *Stone & Webster* en función del flujo de caja neto, incluyendo parte de la deuda generada originalmente por Gas del Estado y asumida por las adquirientes.

y 55 L. 24.076). Además, el funcionamiento del organismo se financia a través de fondos propios, entre los cuales se incluye el cobro de una Tasa de Control aplicada a las empresas reguladas (Art. 63 L. 24.076). Aunque la ley introdujo las medidas citadas en aras de garantizar la independencia del poder político, la libertad, transparencia y efectividad de los organismos de contralor ha sido recurrentemente cuestionada (Spiller, 1999; UNIREN, 2004).

Respecto a los entes controlados, la división de Gas del Estado ha obedecido a la aplicación del concepto de desintegración vertical (*unbundling*). La Comisión Europea²³ define al *unbundling* como la separación del control sobre las distintas etapas de un mercado energético (generación, transporte y distribución). Al impedir que una entidad obtenga el control de varios eslabones de la cadena, se favorecería el libre acceso y la competencia. En este sentido, la Ley del Gas establece que los productores, distribuidores, comercializadoras, o grandes consumidores que contraten con productores no pueden poseer una participación controlante en una empresa transportadora (Art. 34 L. 24.076). La ley de Sociedades Comerciales (L. 19.550) define la noción de empresa controlada como la posesión de los votos necesarios para conformar la voluntad social (la mitad más uno) o bien, cuando se “ejerza una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades”. En la práctica, esta limitación no ha sido estricta puesto que el ENARGAS ha permitido excepciones a esta regla. La presencia de generadores de energía o compañías petroleras ha sido prevalente durante la vigencia de la ley (Pistonesi, 2000). Del mismo modo, Azpiazu y Basualdo (2004) exponen la presencia de conglomerados

²³ Ver <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/market-legislation>

económicos (*Pérez Companc, Soldati, Techint*) como accionistas en todas las etapas de la cadena del gas.

El libre acceso al servicio de transporte constituye otro de los cimientos fundamentales de la ley. El marco regulatorio garantiza este derecho (Art. 23, 26-28 L. 24.076) y atribuye la responsabilidad de la provisión del servicio a los operadores del sistema (Art. 24 y 31 L. 24.076). Ante diferendos, la ley otorga vías administrativas y judiciales bajo la órbita del fuero Contencioso Administrativo. También, es obligación del ente celebrar audiencias públicas en casos particulares, tales como la adecuación tarifaria o para el tratamiento de conflictos de magnitud.

Un aspecto destacado de la Ley del Gas de 1992 es el régimen tarifario. El art. 39, en su inciso c, resume el espíritu de la norma: “(las tarifas) asegurarán el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad de abastecimiento”. Se establece que la tarifa a pagar por los consumidores se compone del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de gasoductos troncales, el costo del transporte y la tarifa de distribución. Además, el precio de los distintos componentes de la cadena de suministro debe contemplar una rentabilidad similar al de otras actividades con riesgos comparables (Art. 39 inc. a L. 24.076). El art. 41 establece las bases de fijación: tarifa máxima (*price cap*) ajustable por la variación de precios internacionales, por un factor de eficiencia “X” a alcanzar²⁴ y otro de inversión “K” (Art. 9.4.1.4 Anexo I D. 2255/1992). Estos dos últimos componentes eran fijados por la autoridad de control luego de oír a las partes interesadas en las audiencias públicas (Ecuación 2.1). Es importante destacar que el art. 41 inc. 1 del Decreto 1.738/92 fija en dólares estadounidenses el precio de transporte y distribución. De igual modo, el art. 9.2 del

²⁴ El factor de eficiencia era fijado con respecto a los proyectos de inversión y a la baja en costos esperada. Es decir, incentivaba al aumento de eficiencia futura.

Anexo I en el Decreto 2.255/1992, o también conocido como “la licencia”, especifica que la moneda aplicable es el dólar estadounidense. Esta distinción es importante, puesto que la licencia constituye el contrato en sí mismo. Además, establece el mecanismo de ajuste según la Ecuación 2.1, donde T_0 y T_1 son las tarifas en U\$S antes y después del ajuste, respectivamente. Los parámetros PPI_0 y PPI_1 son los índices de precios del productor (PPI) en los Estados Unidos.

$$T_1 = T_0 \times \left(\frac{PPI_1}{PPI_0} - \frac{X}{100} + \frac{K}{100} \right) \quad (2.1)$$

Los ajustes por variaciones de precios internacionales estuvieron previstos para los meses de enero y julio de cada año. No obstante, este mecanismo de indexación fue suspendido por vía judicial en el año 2000 en virtud de la discrepancia con lo estipulado sobre la materia en los art. 7 y 10 de la Ley de Convertibilidad (L. 23.928)²⁵. Previamente, el decreto 669/2000 había intentado, en vano, diferir la aplicación de la cláusula de ajuste pautada en la licencia y computar un crédito a favor de las empresas pagadero en cuotas con un interés cercano al 8% anual.

Los ajustes del factor de eficiencia se determinaron cada 5 años. El valor atribuido a los incrementos de eficiencia estaba sustentado en programas destinados al ahorro en costos, previamente aprobados por el agente regulador. La primera y única revisión quinquenal fue realizada en enero de 1998. En esa oportunidad, el factor de eficiencia aplicado a TGN fue de 5,2% y de 6,5% a TGS. Por otro lado, el factor de ajuste K era fijado en enero y julio de cada año en base al programa de ampliaciones previamente aprobado por el ENARGAS.

²⁵ Ver fallo “Defensor del Pueblo c/Estado Nacional s/decreto 1738/92 y otro”. Se otorga una medida cautelar impidiendo la aplicación del ajuste por precios internacionales y suspende la aplicación del decreto 669/2000 en cuanto al diferimiento de ese importe.

Respecto al costo del servicio, la tarifa es aplicada en función de la distancia, caudal y tipo de servicio (Art. 43 L. 24.076). Además, la ley incorporó la noción de *pass through*: si existiese alguna variación del precio del gas en boca de pozo, ésta debería ser trasladada al consumidor de manera que no produzca beneficios ni al transportista ni al distribuidor (Art. 37 inc. 5 Dec. 1.738/92). Del mismo modo, cualquier modificación de la carga tributaria sería trasladada enteramente a las tarifas. Sin embargo, sólo los cambios significativos en el costo del servicio podrían ser trasladados al consumidor a pedido de las operadoras, previa convocatoria a audiencia pública y aprobación del ENARGAS. El resto de los costos no previstos deben deducirse de la rentabilidad de las empresas (tipificado por las licencias como “riesgo del negocio”).

Desde el punto de vista académico, las críticas al esquema tarifario recayeron sobre dos aspectos cruciales. En primer lugar, el nivel tarifario durante el período de Convertibilidad fue calificado como elevado (Pistonesi, 2001). Si bien la propuesta inicial pudo haber contemplado tarifas altas para atraer inversores, lo cierto es que se mantuvieron incluso luego de la primera revisión quinquenal. En este sentido, la *Asociación de Consumidores Industriales de Gas de la República Argentina* (ACIGRA) destacó en la Audiencia Pública de 1997 que en la segunda renovación tarifaria no se descontarían los montos destinados a las inversiones realizadas en el primer quinquenio²⁶. Por su parte, Schorr y Azpiazu (2001) exponen que los precios finales de Gas del Estado entre 1991 y 1993 fueron aumentados en un 101,2% a consumidores residenciales, y 9,8% a pequeños comercios e industrias. Luego, el componente de transporte durante la etapa de privatización aumentó en 0,3% para los consumidores residenciales y en un 1,1% promedio para los industriales

²⁶ Ver considerandos de la Resolución ENARGAS 1.192/1999.

(Gerchunoff et al., 2003). Schorr y Azpiazu (op. cit.) argumentaron que el gobierno “había preparado” el sendero de tarifas con anterioridad a la privatización, permitiendo que se formara un precio base elevado para las nuevas empresas operadoras del sistema.

En segundo lugar, el alto nivel inicial de la tarifa y la diferencia originada en el pago de los activos con bonos públicos tomados bajo la par, significó que las compañías de transporte tuviesen una tasa de retorno superior a la media de la economía (Kozulj, 1993). Segundo, el ajuste por la variación de precios internacionales implicaba compensar a las prestatarias del servicio por un riesgo ajeno al negocio toda vez que la variación de precios del servicio debería estar asociada a factores del mercado interno²⁷ (Azpiazu y Schorr, 2001).

Quienes pueden contratar el servicio de transporte son las empresas distribuidoras, los comercializadores y los clientes con requerimientos mayores a 5.000 m³/día, tales como las generadoras de electricidad o industrias. Las empresas distribuidoras actúan como agentes de compra de los consumidores con requerimientos menores a 5.000 m³/día. Debe aclararse, que los transportistas solo pueden adquirir gas para garantizar el normal funcionamiento del sistema y para utilizarlo como combustible (Art. 33 L. 24.076).

El reglamento de servicio (Anexo II D. 2.255/1992) establece tres tipos de contratos posibles:

- I. **Contrato en firme:** es una modalidad de contratación que no prevé interrupciones, salvo en casos de emergencia o fuerza mayor. Originalmente

²⁷ De hecho, en los últimos años del '90 la inflación doméstica promedio fue inferior a la estadounidense.

destinada a distribuidores y subdistribuidores, el cliente paga un cargo fijo mensual por la reserva de capacidad sujeta a una deducción por el flujo no entregado por el transportista. La capacidad firme es subastada por medio de un Concurso Público de Capacidad de Transporte (Resoluciones ENARGAS 267/1995 y 419/1997).

II. **Contratos interrumpibles:** modalidad que prevé interrupciones mediante aviso previo por parte del transportista. Es un servicio para quienes contraten una cantidad superior a 3 MMm³ anuales.

III. **Servicio de intercambio y desplazamiento:** servicio interrumpible de transporte en sentido contrario al flujo del gas.

Respecto a la finalización de la licencia por cumplimiento del plazo, la licenciataria debe devolver los bienes esenciales sin gravámenes y debe liquidar su pasivo. Además, la operadora tiene derecho a percibir del Estado Nacional el valor de libros de los “Activos Esenciales en dólares estadounidenses ajustados por el PPI, netos de amortizaciones acumuladas. Las amortizaciones son computadas de acuerdo a las “reglas normales” sobre la vida útil o la amortización acelerada con fines impositivos (D. 2.255/1992). No obstante, en caso de una nueva licitación, el monto de resarcimiento será equivalente, a lo sumo, al nuevo monto adjudicado.

2.3.3 Actividades de control del ente regulatorio

El control del ente durante el primer quinquenio consistió en verificar que las inversiones obligatorias establecidas en el pliego de licitación se cumplieran. Estas inversiones debían permitir que el sistema alcanzara estándares de calidad y

confiabilidad similares a los de Estados Unidos²⁸. La verificación de estas inversiones fue efectuada en oportunidad de la primera revisión quinquenal en 1998.

En 1999 se dicta la Resolución 1.192/1999 mediante la cual se introdujo el Sistema de Control por Indicadores de Calidad adicional al cumplimiento de las normas técnicas emanadas por ENARGAS. Este esquema de control es obligatorio tanto para las empresas de transporte como para las de distribución. El ente regulador justificó la aplicación de esta medida para evitar que la reducción de costos inducida por el sistema *price cap* perjudicara la calidad del servicio. A diferencia del primer quinquenio, las inversiones de cada firma estarían orientadas al mejoramiento de los indicadores de calidad técnica²⁹. Estos contemplan aspectos relacionados a la transparencia de mercado, protección catódica, confiabilidad del sistema de compresión y protección ambiental. Adicionalmente, las empresas deben informar sobre los Concursos Públicos de Capacidad de Transporte, las reventas de capacidad y los despachos diarios del sistema.

2.3.4 Composición accionaria de las empresas de transporte

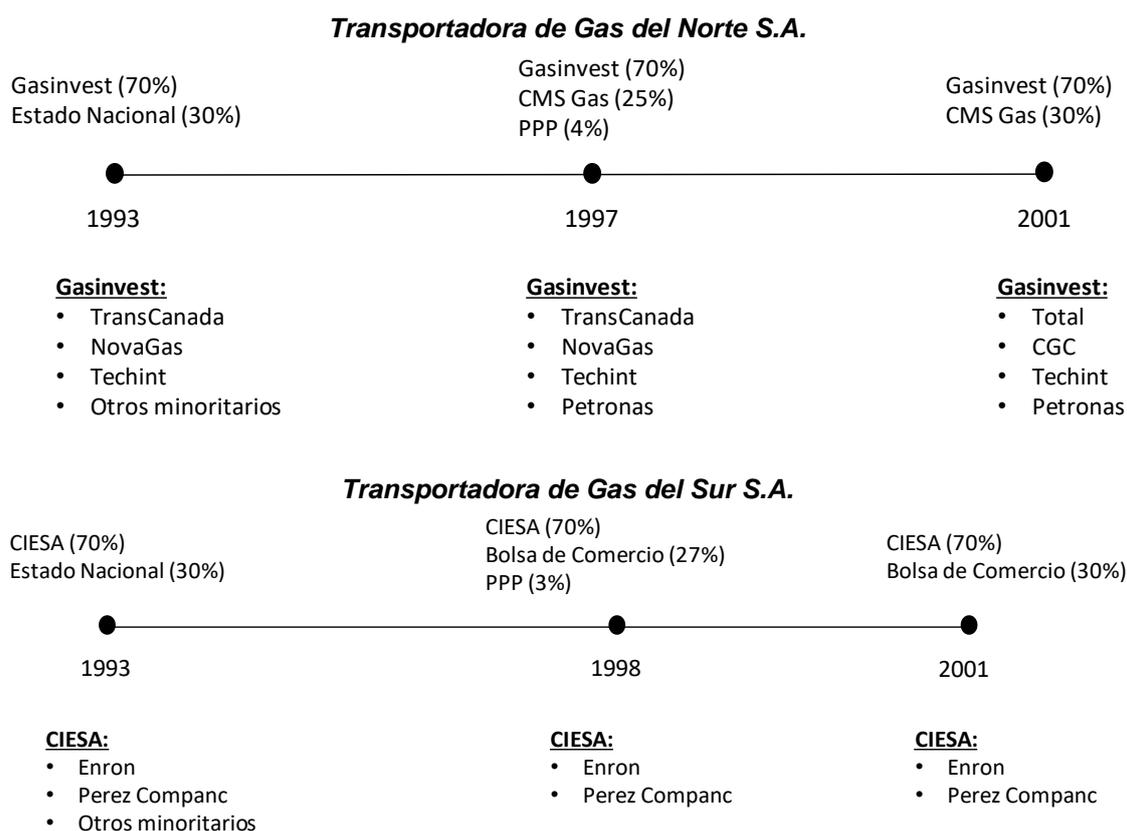
La composición accionaria de las empresas durante el período 1993-2002 se encuentra descripta en la Figura 2.5. TGN es controlada por la sociedad *Gasinvest S.A.* mientras que *Compañía de Inversiones de Energía S.A.* (CIESA) controla TGS. La participación inicial de ambas compañías alcanzó el 70% de sus respectivas firmas controladas. El resto de las acciones quedaron en poder del Estado Nacional que

²⁸ Para mayor detalle ver: <http://mepriv.mecon.gov.ar/gas/Inversiones.htm>

²⁹ Los indicadores de calidad comercial son aplicados únicamente a las empresas de distribución.

eventualmente las vendió o las adjudicó al Programa de Propiedad Participada³⁰. Más tarde, el 27% del paquete accionario de TGS en poder del Estado pasó a cotizar en bolsa, mientras que el 25% del de TGN fue adquirido por la sociedad estadounidense *CMS Gas*. La única variación sustancial en la composición accionaria de *Gasinvest* fue la entrada de *Petronas* en 1997 y de *Total* en 2001. La composición de CIESA no se alteró sustancialmente.

Figura 2.5 – Evolución de la composición accionaria en TGN y TGS entre 1993 y 2001



Fuente: elaboración propia en base a estados contables de las sociedades

³⁰ El programa de Participación de Propiedad Participada (PPP) consistió en la transferencia de acciones a los empleados de Gas del Estado (D. 265/1994). Eventualmente, el programa fue cerrado y sus activos vendidos.

Debe destacarse que el elenco de firmas que participaron de las sociedades controlantes de TGN y TGS estuvo compuesto de empresas de capital argentino y extranjero con presencia en todas las ramas de la actividad energética: *Techint*, *Perez Companc*, *Soldati* en Compañía General de Combustibles (CGC) y *Total*. Estos conglomerados participaron en la producción, el transporte y la distribución. Incluso, varias de ellas tuvieron participación en los gasoductos de exportación (Schorr y Azpiazu, 2001: 20).

2.3.5 Desempeño económico-financiero del sistema

En virtud del deterioro de la infraestructura en los últimos años de operación de Gas del Estado, las empresas concesionarias se comprometieron a invertir y ampliar la capacidad instalada siguiendo las normativas de calidad y prestación de Estados Unidos. De este modo, Transportadora del Gas del Sur debía invertir 30 millones de dólares anuales entre 1993 y 1997, y Transportadora del Gas del Norte debía aportar otros 8 millones de dólares por año³¹. La capacidad de transporte del sistema pasó de alrededor de 70 MMm³/día en 1992 a 100 MMm³/día en 1998³².

A fines de 2002 los gasoductos troncales no tuvieron cambios drásticos en cuanto a su traza doméstica. El aumento se produjo mediante la adición y mejora de compresores, y la creación de *loops*³³ de cañerías. Kozulj (2005) señala que las compañías habrían ahorrado en inversión puesto que la nueva capacidad que debían alcanzar podría haberse hecho mediante la construcción de nuevos gasoductos troncales. En cambio, la construcción de *loops* y la instalación de plantas compresoras

³¹ Según datos del sitio web *Memoria de las Privatizaciones del Ministerio de Economía*.

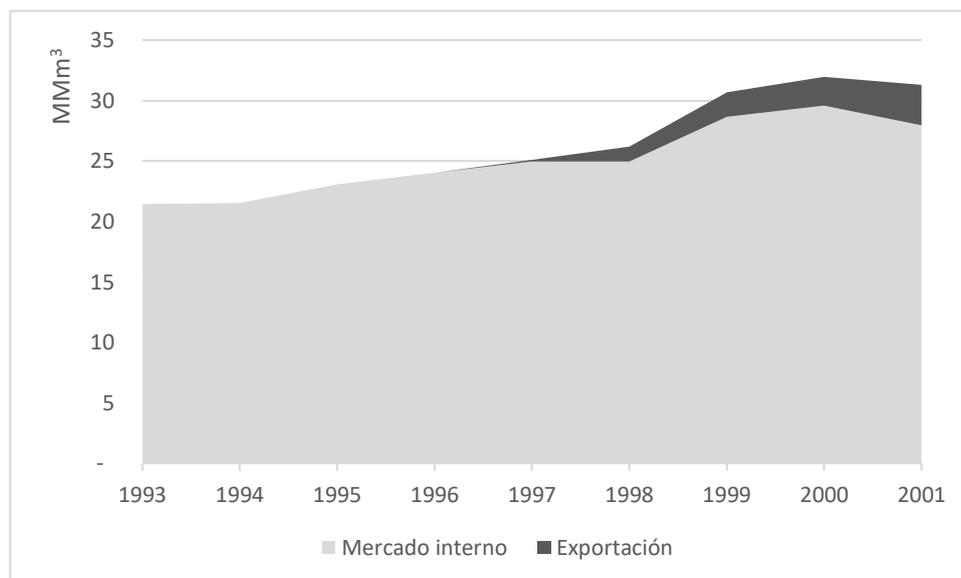
³² Ver <http://mepriv.mecon.gov.ar/gas/Inversiones.htm>

³³ El término *loop* se emplea para referir una cañería paralela a otra que transporta el mismo fluido y tiene por objetivo ampliar el caudal de transporte en un cierto trayecto.

permite un aumento similar de la capacidad aprovechando la estructura existente. De este modo se mejora sustancialmente la relación capacidad/inversión requerida. De todos modos, los problemas de “cuello de botella” verificados en la etapa final de Gas del Estado fueron resueltos (ENARGAS, 1997).

A diferencia de la demanda doméstica, cuyo incremento estuvo relacionado a la generación eléctrica y al consumo de GNC, la nueva demanda de gas natural proveniente de países limítrofes fue creciente (Figura 2.6).

Figura 2.6 – Gas entregado por transportistas entre 1993 y 2001



Fuente: elaboración propia en base a el sitio web de ENARGAS

Durante los primeros años de operaciones, la inyección del nuevo gas producto de un incremento en la producción precisaba ser colocado en el mercado. Los contratos de exportación de largo plazo condujeron la inversión en infraestructura hacia la creación de gasoductos transnacionales (Tabla 2.3).

Tabla 2.3 – Gasoductos de exportación construidos entre 1993 y 2002

Gasoducto	Países vinculados (exportador- importador)	Año de inicio de las operaciones	Longitud (km.)
Madrejones-Campos Durán	Bolivia - Argentina	2002	43
Norandino	Argentina - Chile	1997	880
Atacama	Argentina - Chile	1999	941
Gasandes	Argentina - Chile	1997	463
Pacífico	Argentina - Chile	1999	453
Petrouruguay	Argentina - Uruguay	1998	15
TGM	Argentina - Uruguay	2000	450
Methanex YPF	Argentina - Chile	1999	8
Methanex PAN	Argentina - Chile	1997	48
Methanex SIP	Argentina - Chile	1999	1
Cruz del Sur	Argentina - Uruguay	2002	57

Fuente: elaboración propia basado en el sitio web de ENARGAS

En términos generales, la rentabilidad de las compañías hasta 2001 fue positiva. Sin embargo, el ritmo de las inversiones fue solventado con deuda de largo plazo en moneda extranjera, por lo que el riesgo financiero de ambas entidades aumentó considerablemente. Para mayor detalle sobre el desempeño de las firmas, ver Anexo A.

2.4 Tercera etapa (2002-2015): Congelamiento tarifario

En términos generales, este período se caracterizó por el congelamiento tarifario desde 2002 hasta 2014, seguido por dos recomposiciones parciales a finales de 2014 y 2015. La conflictividad de esta situación se vio plasmada en la reducción de inversiones por parte de las operadoras y en reiterados procesos de reestructuración de deuda. Para salvaguardar la provisión futura del servicio, el Estado Nacional impulsó la creación de dos fideicomisos para la financiación de obras estratégicas destinadas a expandir el sistema. A su vez, se limitó la exportación de gas natural ante la disminución de los niveles producción y un incremento sostenido de la demanda. Esta situación implicaba el cese de operaciones de los gasoductos internacionales de exportación a partir de 2007 (con especial conflictividad en el vínculo argentino-chileno).

2.4.1 Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario

La derogación de la Ley de Convertibilidad en 2001 y la posterior devaluación implicaba la indexación automática de las tarifas de los servicios públicos pactadas en dólares y la amenaza latente de desencadenar un proceso inflacionario posterior a la devaluación. A raíz de esta situación, el art. 8 de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (L. 25.561) determinó que en los contratos celebrados por el Estado Nacional con empresas prestatarias de servicios públicos quedaban “sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio”. Los precios y tarifas quedaron fijados en pesos a la relación de cambio un peso (\$ 1) = un dólar estadounidense (U\$S 1). En el mismo sentido, el art. 13 de la citada ley facultaba transitoriamente a regular los bienes y

servicios a fin de evitar distorsiones en mercados oligopólicos o monopólicos. El Decreto 50/2002 estableció que la fecha de vigencia de la ley 25.561, conocida también como Ley de Emergencia Económica, sería el 6 de enero de 2002.

Cabe destacar que el Decreto 689/2002 exceptuaba la aplicación de esta norma a las tarifas aplicadas a los contratos de exportación. En este sentido, la norma implicaba que el costo de transporte de gas tendría precios diferentes según el destino del gas. Por ejemplo, el precio de transporte doméstico del trayecto Neuquén-Aldea Brasileira era de \$ 16,5092 x Mm³ en septiembre de 2003. Si el mismo gas hubiese sido parte de un contrato de exportación, el costo del transporte interno³⁴ hubiese ascendido a \$ 53,2366 x Mm³. Evidentemente, en un período de precios de transporte congelados, los contratos de exportación significaban un paliativo para cubrir los costos hundidos y financieros en un contexto inflacionario.

El art. 9 de la Ley de Emergencia Pública facultaba al poder Ejecutivo a comenzar la renegociación de los contratos. En el caso de los servicios públicos, la ley hacía referencia a la necesidad de contemplar “1) el impacto tarifario en la competitividad de la economía y la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y planes de inversión (...); 3) el interés de los usuarios y la calidad del servicio; 4) la seguridad de los sistemas comprometidos; y 5) la rentabilidad de las empresas”. En la primera propuesta de renegociación, el Estado alude a este artículo como el “Principio de Sacrificio Compartido”. El hecho de que el primer inciso hiciese referencia a la factibilidad de pago por parte de los consumidores respondía al estado de fragilidad económica producto de un período recesivo y de alto desempleo, sumado al temor por un proceso inflacionario inducido por la devaluación del peso.

³⁴ El precio pactado para contratos interrumpibles de exportación para el tramo Neuquén-Aldea Brasileira (TGN) era de U\$S 18.3258.

La facultad de renegociación atribuida al Poder Ejecutivo fue prorrogada mediante la ley 25.790 sancionada en 2003. Asimismo, la Ley de Emergencia Pública fue prorrogada anualmente hasta que a fines de 2017 no fue renovada, quedando en vigencia únicamente las facultades de renegociación previstas en la ley 25.790.

2.4.2 Proceso de renegociación contractual

Por medio del Decreto 311/2003 se creó la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN). El ente estuvo presidido tanto por el Ministro de Economía como por el Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, quienes designaron los funcionarios a cargo de impulsar la negociación. UNIREN tenía como objetivo iniciar la renegociación contractual de los servicios públicos privatizados, proponer medidas temporarias y redactar el proyecto de nuevos marcos regulatorios sectoriales (Art. 1 D. 311/2003).

Entre los aspectos más importantes del proceso de renegociación se destacan los siguientes:

- I. Se debía dar prioridad a la continuidad del servicio.
- II. La estrategia de renegociación consistiría en acordar sobre cuestiones de fácil resolución y postergar aquellas dificultosas.
- III. Los Acuerdos Parciales abarcarían a todas las empresas de un mismo rubro, mientras que las particularidades de cada empresa serían discutidas en la Renegociación Integral que tendría lugar al final del proceso³⁵.

³⁵ Para mayor detalle sobre la Carta de Entendimiento a TGS, ver http://www.uniren.gov.ar/audiencias_publicas/inf_just_tgs.pdf. En el caso de TGN, ver http://www.uniren.gob.ar/audiencias_publicas/inf_just_tgn.pdf.

-
- IV. UNIREN tenía la potestad de celebrar audiencias públicas para tomar conocimiento de los intereses de las partes involucradas, incluyendo el de los usuarios del servicio. Este paso era obligatorio y previo a la firma de la Renegociación Integral.
 - V. Las propuestas de ajustes de precios transitorios prosperarían en la medida en que las empresas desistieran o suspendieran los reclamos en el CIADI.
 - VI. En caso de no haber acuerdo, el Estado estaría facultado a determinar unilateralmente las nuevas condiciones contractuales, transformar el contrato previo en contratos de operación y mantenimiento, crear impuestos con destinos específicos a obras, y otras medidas para la preservación del servicio. En particular, este punto resultó un presagio de algunas de las medidas que eventualmente se tomarían ante la falta de acuerdo.

Antes de avanzar en la negociación, UNIREN había encargado diversos estudios sobre el cumplimiento de los contratos y el estado de situación de las empresas. En primer lugar, se llevó adelante un estudio de sensibilidad respecto a los efectos de un posible aumento en las tarifas de servicios públicos³⁶. El informe concluye que, ante cambios tarifarios menores (4-8% para clientes residenciales y 10-13% para no residenciales), el impacto sobre los ingresos, los precios y la competitividad sería leve. También, se solicitó la valuación de las empresas aplicando la técnica de valor actual neto (Pistonesi, 2004). Para este criterio, se consideró como valor inicial aquel realmente abonado por las empresas.

No obstante, la evaluación principal del estado de las compañías la constituye el “Informe de grado de cumplimiento de contratos de concesión de distribución y

³⁶ Informe completo en http://www.uniren.gob.ar/audiencias_publicas/6_inf_impactos.pdf

transporte de gas natural” (UNIREN, 2004). Las conclusiones salientes del informe son las siguientes:

- I. UNIREN consideró que la actuación del ENARGAS hasta la fecha del informe ha sido negligente en su actuación como autoridad de contralor durante el período analizado. Además, le atribuyó no haber suministrado información íntegra sobre el cumplimiento por parte de las empresas controladas³⁷.
- II. La revisión quinquenal de 1998 no ajustó las tarifas iniciales, sino que se limitó a establecer el factor X y K. De este modo, los precios iniciales elevados, para atraer inversores, habrían permitido que en 1997 las compañías recuperaran el 80% del capital invertido por medio de utilidades.
- III. ENARGAS no habría controlado la veracidad de los costos de las inversiones a medida que se efectuaban. Si bien reconoce que las inversiones existieron, algunos accionistas de las empresas de transporte eran, a su vez, empresas constructoras. De este modo, UNIREN sospecha que se podrían haber inflado costos para distribuir utilidades por otros medios.
- IV. Las empresas habrían obtenido una renta extraordinaria al percibir fondos para ampliaciones a través de la tarifa desde el inicio del período quinquenal (es decir, en forma anticipada), pero no estaban obligadas a iniciar inmediatamente la construcción de tales obras.
- V. El ente regulador sólo se limitó a examinar el stock de deuda, sin revisar si la misma fue afectada a la actividad principal de cada empresa. ENARGAS se

³⁷ UNIREN le reconoce a ENARGAS que había multado a TGN por operación “impropia” a raíz de la explosión del gasoducto en la localidad Las Mesitas en 1998, causando la muerte de 9 operarios. No obstante, en 1999 el ENARGAS modificó el procedimiento el control sobre los agentes aplicando indicadores de calidad bajo el esquema de declaraciones juradas (Resolución ENARGAS 1.192/1999). Según el informe, los auditorias de control habrían sido suplidas de manera ineficaz por este procedimiento de regulación pasiva.

excusó de no haber controlado este aspecto en tanto el marco regulatorio no aborda el nivel de endeudamiento de los operadores.

Se puede concluir que UNIREN desconfiaba de la información provista por el ente regulador y sospechaba que las compañías habrían obtenido una rentabilidad superior a la declarada por medio de diversos mecanismos. Esta posición ha sido compartida por parte de la literatura (Pistonesi, 2001; Kozulj 1993, 2000; Azpiazu y Schorr, 2001). De todas formas, se debe aclarar que el informe insiste en la mala actuación del ente, pero no pudo certificar ningún incumplimiento de las prestatarias.

Con los estudios ya finalizados y una primera propuesta unilateral de Acuerdo Transitorio rechazada, las audiencias públicas de TGS y TGN se celebraron el 27 de abril de 2005 y el 18 de mayo de 2005, respectivamente. Las posiciones de las partes fueron irreconciliables. UNIREN manifestó que TGN y TGS pretendían “volver a la licencia original”, renegociar el contrato hacia el futuro y obtener una compensación por este hecho. Además, hizo referencia a las sospechas de sobrecostos vertidas en su informe de 2004. Entonces, la propuesta de Acuerdo Provisorio hecha por el ente, no sujeta a discusión, consistiría en cubrir únicamente los costos operativos y el recupero de las inversiones para mantenimiento, más no se consideran incluidos los costos relacionados al endeudamiento ni al recupero del capital inicialmente invertido (incisos 1.16 a 1.19 del Informe Final de la Audiencia Pública para TGS³⁸).

Por su parte, las empresas se defendieron argumentando que sin el endeudamiento externo no habrían podido financiar obras de tal magnitud debido a la falta de financiamiento local a tasas bajas y para períodos extendidos. De todos modos, se destacó la advertencia que ENARGAS hiciera en 1999 respecto al

³⁸ Ver http://www.uniren.gob.ar/audiencias_publicas/inf_final_tgs.pdf

endeudamiento, aunque TGN recalcó que el ente de contralor admitió oportunamente que el porcentaje del pasivo seguía siendo menor que el de empresas similares en países desarrollados. Respecto a las tarifas, si bien las firmas reconocen que las mismas no se habían alterado desde 1992, se insistió en el hecho de que la carga impositiva de los tres niveles del estado había aumentado el precio que enfrentaba el consumidor (según TGS, entre 30% y 40% de la factura de un usuario residencial bonaerense). Además, el representante de TGN justificó la relación costo-beneficio del aumento tarifario al exponer que un aumento del 30% impactaría en \$ 0,30 a \$ 2,1 adicionales por mes en la factura del consumidor residencial salteño. Por su parte, el representante de TGS indicó que un aumento similar impactaría 0,13% en el índice de precios al consumidor.

Las posturas intransigentes significaron que no prosperase ningún tipo de acuerdo en lo inmediato sino hasta octubre de 2008. De todas formas, al igual que lo sucedido con otros servicios públicos, ENARGAS no aplicó el acuerdo transitorio del año 2008 argumentando que la aplicación de la Resolución 2000/2005 del Ministerio de Planificación Federal le impedía tomar decisiones tarifarias sin su autorización expresa. La actuación de UNIREN en el sector de transporte de gas cesó luego de sancionados los Decretos 1918/09 y 458/10, que intentaron, en vano, promulgar los acuerdos transitorios firmados en 2008. Finalmente, UNIREN fue disuelta y sus funciones fueron tomadas por el actual Ministerio de Hacienda (Decreto 367/2016).

2.4.3 Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones

Tras la sanción de la Ley de Emergencia Pública y el inicio del proceso de renegociación, el Ministerio de Economía dictó la Resolución 308/2002 donde estipulaba que la presentación en sede judicial de cuestiones relacionadas al procedimiento de renegociación implicaba la exclusión del proceso (Art. 11 Res. 308/2002). No obstante, algunas sociedades que eran accionistas de las empresas transportistas iniciaron reclamos contra Argentina ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI) entre 2002 y 2004 (Kozulj, 2012). Estos reclamos estaban fundados en los Tratados Bilaterales de Inversión firmados a inicios de la década del '90 con los países de origen de las empresas multinacionales licenciatarias. Estos tratados prevén una cláusula de “enfriamiento”, por la cual los inversores y el país anfitrión deben entablar negociaciones previo al arbitraje. En 2005, Argentina contaba con 35 casos pendientes de resolución sobre un total de 86 conflictos abiertos en el tribunal internacional. En agosto de 2017, Argentina sumaba 54 causas planteadas en su contra³⁹. Burke-White (2008) sostiene que el estado de emergencia en 2002 invocado por Argentina como excepción a las penalidades de los tratados bilaterales no ha sido debidamente considerado por los tribunales.

Con respecto al transporte de gas, las firmas reclamaron por la no aplicación del índice de precios internacionales (PPI) más el lucro cesante por la falta de ajuste tarifario en 2002. El caso de *CMS Gas* (accionista de TGN) fue resuelto a su favor el 25 de septiembre de 2007 por un total de U\$S 133 millones. No obstante, el Estado argentino se negó a cumplir con el fallo adverso. Esta negativa de pago significó que

³⁹ <https://www.ambito.com/argentina-sigue-al-tope-causas-el-ciadi-n3994749>

el país sufriese el recorte crediticio del Banco Mundial y el retiro de beneficios comerciales por parte de Estados Unidos⁴⁰ (Ambito.com, 10/10/2013). La situación se normalizó en 2013 con el pago del laudo mediante la emisión de bonos *Boden* 2015 y 2017. Respecto de la demanda entablada en 2003 por *Enron* (operador técnico de TGS), en 2011 el caso aún continuaba pendiente de resolución. Ese año, *Pampa Energía* había comprado los derechos del reclamo arbitral al adquirir el paquete accionario de la demandante. En 2012, la firma anunció la suspensión del reclamo, por un valor estimado de U\$S 167 millones, para obtener la aprobación del acuerdo de reestructuración de deuda que TGS había suscripto en 2005.

Por su parte, Total (accionista de TGN) elevó su reclamo al CIADI en 2003. A fines de 2010 el organismo falló a favor de la reclamante respecto a la falta de reajuste, no así por la violación del contrato original de privatización. El tribunal entendió que al haber ingresado al negocio en 2001 no era aplicable el mismo criterio que a las firmas americanas, que habían participado del proceso de privatización. El fallo fue ratificado en febrero de 2017 ordenando el pago de U\$S 312 millones.

2.4.4 Tarifas

Durante los años 2002 y 2003, el Poder Ejecutivo dictó los Decretos 2437/2002 y 120/2003 ordenando un aumento tarifario a cuenta de futuras renegociaciones. Sin embargo, ambas medidas fueron suspendidas por vía judicial al carecer de audiencia pública o por fuera del procedimiento de renegociación de la Ley de Emergencia Pública⁴¹.

⁴⁰ <http://www.ambito.com/710849-se-firmo-acuerdo-para-pagar-juicios-en-el-ciadi>

⁴¹ Ver fallos “Defensoría del Pueblo de la Ciudad de Buenos Aires c/PEN –M° de Economía– Dto. 2437/02 s/Proceso de Conocimiento”, Juzgado Nacional de 1ra Instancia en lo Contencioso

Luego del cambio de gobierno, UNIREN propuso unilateralmente un aumento de 4% a TGN y de 10% a TGS con la condición de que ambas empresas absorbiesen el costo de los laudos internacionales contra el Estado (Nota UNIREN n°128/2004). Esta propuesta fue denegada por ambas compañías.

Un segundo período de negociación se inició en 2005 con la celebración de las audiencias públicas citadas con anterioridad. Los acuerdos transitorios se lograron recién en octubre de 2008 con 20% de aumento, pero los mismos fueron promulgados en 2009 y a principios de 2010 sin llegar a cumplirse. La Subsecretaria de Coordinación y Control del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios debía intervenir en cuestiones tarifarias previo a que ENARGAS emita la resolución aprobatoria del acuerdo. Ante la inacción de la Secretaría, TGS promovió un recurso de amparo puesto que consideraba que “se violaba el derecho a la tutela administrativa efectiva que debía otorgarse al proceso de revisión tarifaria extraordinaria”. Además, sostenían que se vulneraban “sus derechos al mantenimiento de la ecuación económica financiera” que garantizara la obtención de una “rentabilidad razonable”⁴². La sentencia obtuvo un fallo favorable en primera instancia para la demandante, pero fue posteriormente apelada.

Finalmente, las tarifas fueron parcialmente ajustadas en 2014 (Resolución ENARGAS I-2852/2014), con un aumento general de 20%⁴³. Luego, en 2015, se les otorgó un incremento adicional de 44% para TGS (Resolución ENARGAS I-3347/2015) y del 69% para TGN (Resolución ENARGAS I-3348/2015). Aunque el

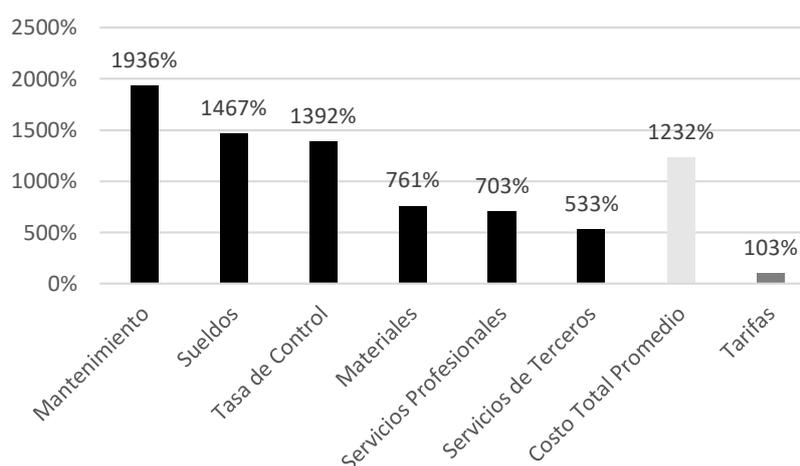
Administrativo Nro 5, y “Defensor del Pueblo de la Nación c/EN PEN – Dec. 120/03 s/proceso de conocimiento- Incidente de medida cautelar”. Marzo, 2003.

⁴² Ver fallo “TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE SA c/ENARGAS – RESOL I-1498/10 s/ AMPARO LEY 16.986”, Buenos Aires, 16 de mayo de 2011.

⁴³ Según el ente regulador, los aumentos fueron estimados en base a proyecciones de flujos de fondos para el año 2015.

aumento no cumplió con las expectativas de las prestadoras, fueron un alivio para la delicada situación financiera en los últimos 2 años de este período. A modo de referencia, debe considerarse que el incremento de costos denunciado por la empresa TGN desde 2002 a 2015 fue cercano a 1.232% (Figura 2.7).

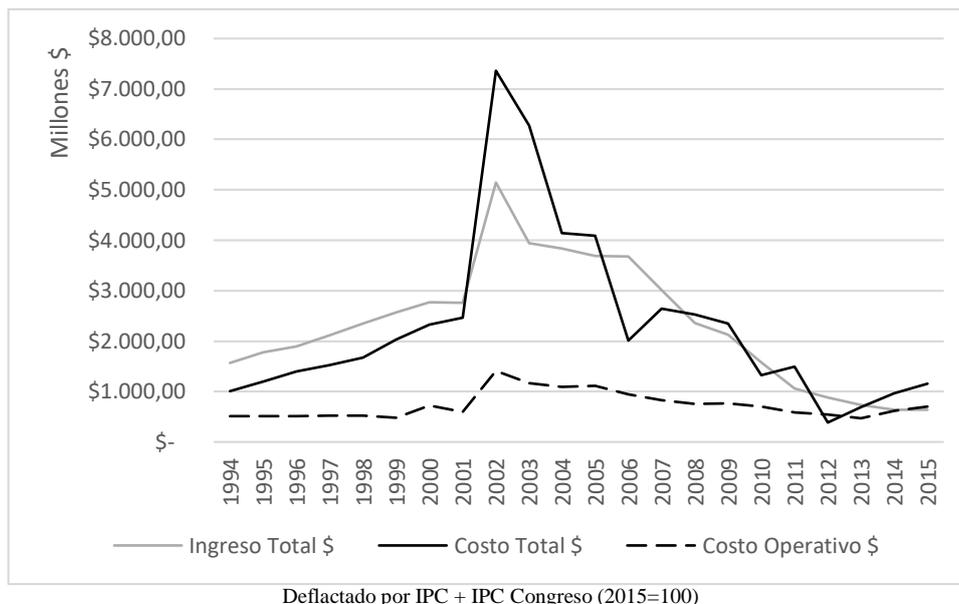
Figura 2.7 – Variación porcentual del ingreso y de los costos de TGN entre 2002 y 2015



Fuente: elaboración propia en base al Estados Contables 2015 de TGN

Por otra parte, los costos totales aumentaron sensiblemente en los tres últimos años del período analizado (Figura 2.8). Sin tener en cuenta los años donde hubo reestructuraciones de deuda, el costo total fue superior a los ingresos luego de 2002.

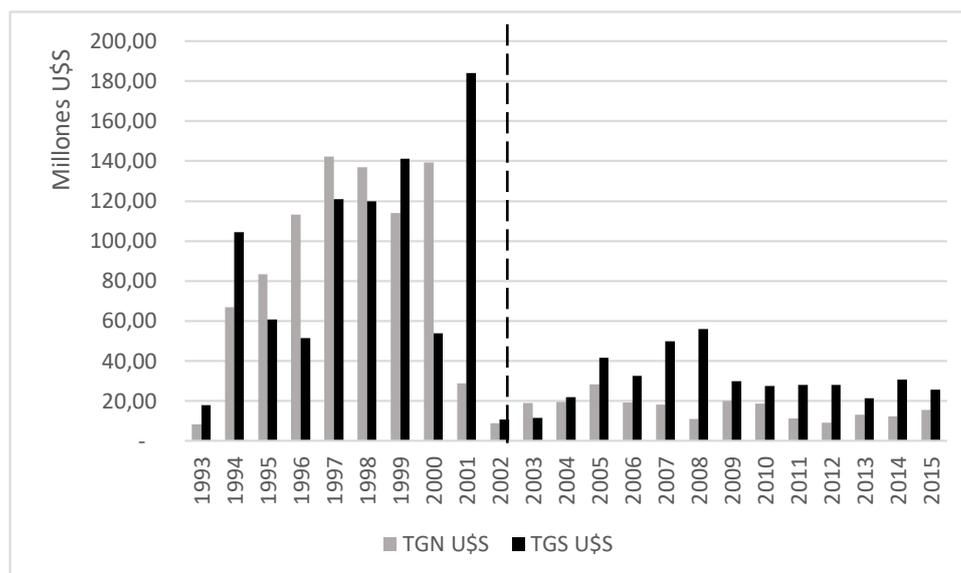
Figura 2.8 – Ingresos y costos operativos de TGN en \$ a precios constantes entre 1994 y 2015



Fuente: elaboración propia en base al Estados Contables 2015 de TGN

2.4.5 Capacidad de transporte: gobernanza e inversiones

En virtud del congelamiento tarifario sufrido en 2002, y tras el aumento de costos producto del ajuste cambiario, las operadoras suspendieron las inversiones genuinas de ampliación. La Figura 2.9 expone las altas en bienes de uso antes y después de la Ley de Emergencia Pública para TGN. Aunque hubiese sido adecuado analizar las altas de bienes de uso netas de desafectaciones, la falta de ajuste por inflación de los estados contables impide estimar dicha magnitud a precios constantes.

Figura 2.9 – Altas de bienes de uso de TGN y TGS entre 1993 y 2015

Fuente: elaboración propia en base al Estados Contables de TGN y TGS

El Poder Ejecutivo dictó el Decreto 180/2004 que preveía la constitución de fondos fiduciarios con el fin de financiar expansiones del sistema. Las empresas TGN y TGS estarían encargadas del gerenciamiento de las obras y operarían las instalaciones cobrando honorarios por el servicio.

La ley 26.095 en 2006 le dio respaldo parlamentario a la emisión del fideicomiso y garantizó la recuperación del monto invertido mediante la creación de un cargo especial a cobrar a las categorías de usuarios con excepción de la demanda prioritaria (Cargo Específico Gas I y II). Los pequeños consumidores podían ser exceptuados (Art. 9 L. 26.095). Este cargo fue inicialmente recurrido por los usuarios dado que su imposición no implicaría una naturaleza distinta a los tributos, y este concepto sólo podía haber nacido en virtud de una ley emitida por el poder legislativo⁴⁴. En el sentido

⁴⁴ Fallo “COOPERATIVA DE TRABAJO QUÍMICA DEL SUR LIMITADA C/ P.E.N. S/AMPARO”, La Plata, 7 de diciembre de 2009.

opuesto, la Corte Suprema de Justicia avaló la postura del Estado Nacional⁴⁵ entendiendo que se trataba de un cargo tarifario susceptible de ser aplicado en consonancia con las excepciones de la Ley de Emergencia Pública. Luego, mediante la Resolución 125/2018, se liquidaron los dos fideicomisos financieros y se reunificaron en un solo instrumento, el Fideicomiso de Obra Norte 2006-2008.

A parte del sistema norte y sur, se comenzó con la construcción del Gasoducto del NEA en febrero de 2015 con el fin de conectar a las provincias del litoral argentino y la región mesopotámica, ampliando el acceso al gas de red para unos 3,4 millones de personas (Decreto 267/2007). La inversión inicial estaba prevista en 1.382 millones de dólares. La obra fue financiada con fondos públicos junto con la asistencia del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF). Sin embargo, luego de haber invertido 2.300 millones de dólares (el doble de lo presupuestado) y faltando 33% de avance de obra, el proyecto quedó abandonado en 2018 por cuestiones presupuestarias⁴⁶.

Otra innovación respecto a la gobernanza del sector yace en el Decreto 180/2004. Mediante este instrumento se creó el Mercado Electrónico de Gas (MEG), en el cual se efectúa la compraventa de gas natural *spot*⁴⁷ de mediano y largo plazo. A su vez, la entidad oficia de mercado secundario para la compraventa de capacidad de transporte y distribución. Respecto a este último aspecto, el MEG está facultado para subastar la capacidad firme contratada no nominada (volumen diario reservado para los contratos en firme que no es utilizado por los cargadores). La reventa de los

⁴⁵ Fallo "Establecimiento Liniers S.A. c/E.N. y otros s/amparo", 11 de junio de 2013.

⁴⁶ https://www.clarin.com/economia/economia/finalmente-decidio-terminar-cuestionado-gasoducto-nordeste_0_B1VDzXIOQ.html

⁴⁷ "Se considerarán ventas "Spot" a aquellas que se cierran de un día para el otro o cuando el sistema empleado por la sociedad que opere el MERCADO ELECTRONICO DE GAS lo permita, las que se vayan a efectuar en plazos inferiores a UN (1) día" (Art. 15 D. 180/2004).

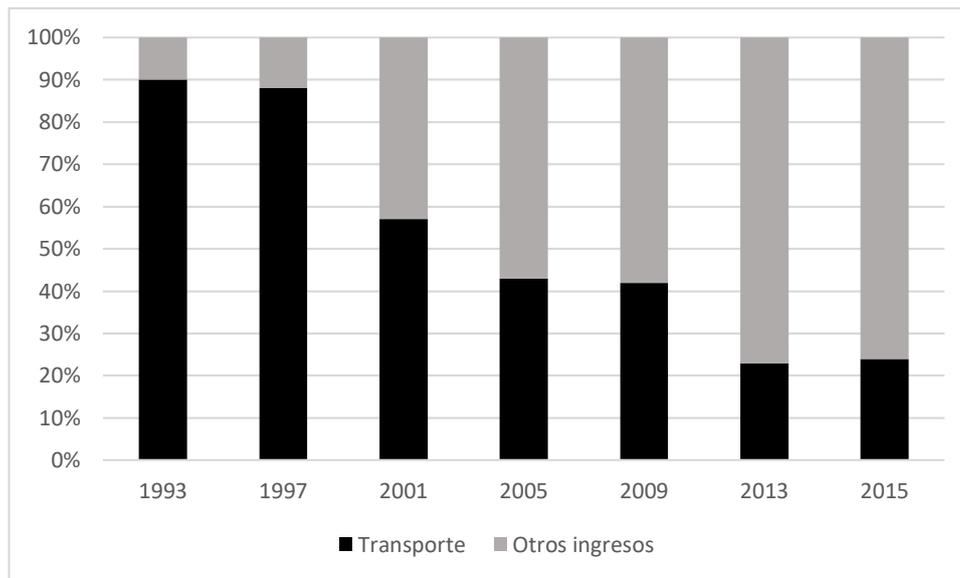
contratos de transporte en firme o interrumpible deben ser concursados a través de ese mercado (Art. 16 D. 180/2004).

2.4.6 Desempeño económico-financiero del sistema luego de 2002

La derogación de la ley de Convertibilidad y los escasos márgenes de rentabilidad implicaron que ambas transportistas debieran reestructurar su deuda. TGS reestructuró pasivos entre 2004 y 2007. Por su parte, TGN celebró acuerdos extrajudiciales en 2006 y 2012. Es importante resaltar que, por medio de la Resolución ENARGAS I 587/2008, se dispuso la intervención de TGN a raíz de la falta de pago de Obligaciones Negociables por 22,5 millones de dólares⁴⁸. Esta medida se mantuvo vigente hasta diciembre de 2015.

Durante el período 2002-2013, el flujo de fondos del negocio permitió solventar los costos operativos erogables, pero la ecuación económica se deterioró fuertemente a partir de 2014. Es importante destacar que TGS posee un negocio no regulado de procesamiento de gas natural licuado. La Figura 2.10 demuestra cómo la participación de ingresos por transporte ha ido disminuyendo luego de la ley de Emergencia Pública. En parte, la utilidad que han generado los negocios no regulados han coadyuvado a solventar los costos generales. Sin embargo, los ingresos de TGN, que no dispone de negocios no regulados, no fueron suficientes para cubrir los servicios de la deuda aún después los aumentos parciales del bienio 2014-2015.

⁴⁸ El motivo esgrimido por el ente regulador fue la necesidad de asegurar la prestación del servicio público.

Figura 2.10 – Participación de los ingresos por transporte sobre el total en TGS entre 1993 y 2015

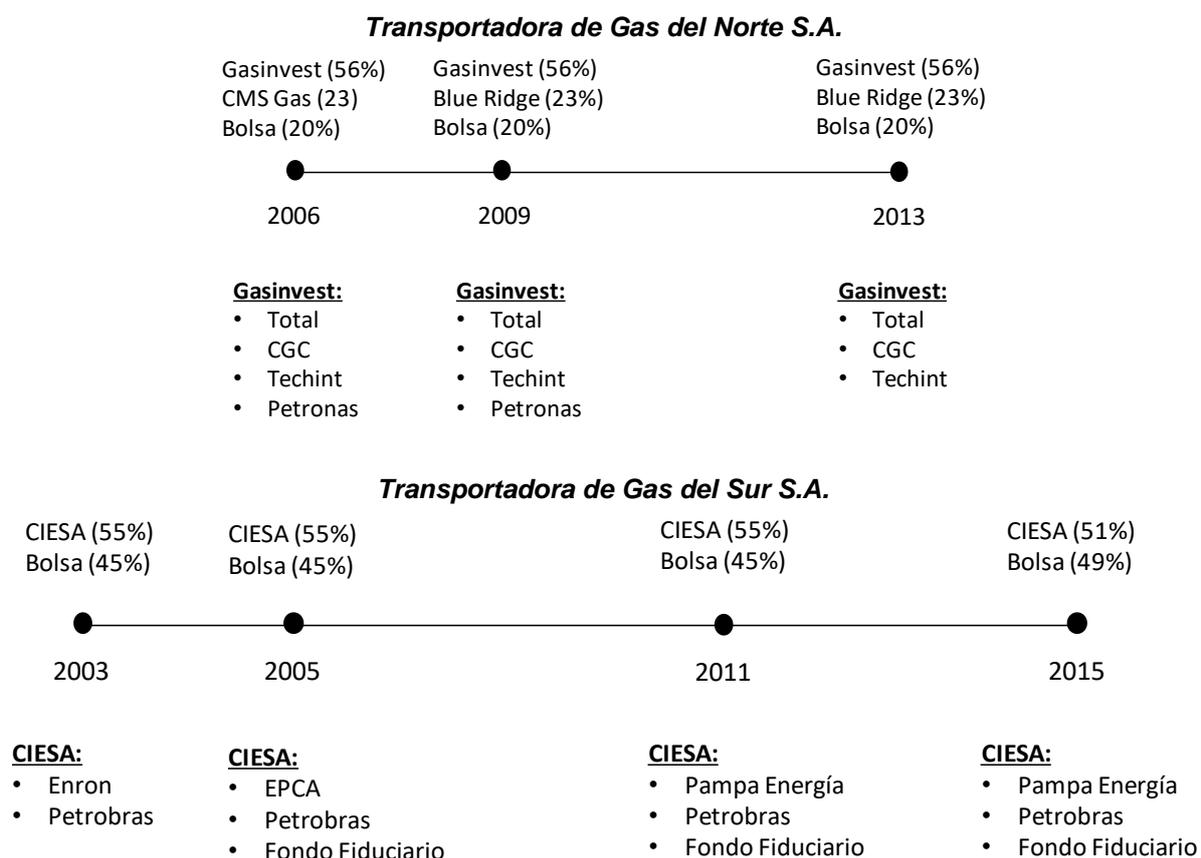
Fuente: elaboración propia en base al Estados Contables de TGS

Otro paliativo al congelamiento de ingresos fueron los honorarios por construcción y operación de las ampliaciones impulsadas por los fideicomisos financieros. El ingreso asociado al gerenciamiento de las construcciones creadas por el fideicomiso 2006 alcanzaron 50 millones de pesos. Según TGN, las prestatarias percibieron un 63% de la tarifa del tramo donde se había hecho la ampliación (Kozulj, 2012). Para mayor detalle sobre las empresas transportadoras en este período, ver Anexo A.

2.4.7 Composición accionaria de las empresas de transporte luego de 2002

La composición accionaria de TGN y TGS luego de 2002 se vio impactada por los procesos de reestructuración de deuda (Figura 2.11). Producto de los acuerdos extrajudiciales, en 2003 TGS cedió un 15% de las acciones de CIESA a los distintos acreedores. TGN tomó una medida similar en 2005, concediendo 20% de las acciones a sus acreedores.

Figura 2.11 – Cambios en la composición accionaria en TGN y TGS entre 2002 y 2015



Fuente: elaboración propia en base a estados contables de las sociedades

Respecto de los cambios en TGN, *Blue Ridge Investment* adquirió las acciones de *CMS Gas* en 2009. Asimismo, *Petronas* se retiró de *Gasinvest* en 2009 y su participación fue absorbida por los *Compañía General de Combustibles (CGC)* y

Techint. En cuanto a TGS, *Petrobras* adquirió las acciones de *Perez Companc* en 2003. Luego, *Enron*⁴⁹ transfirió en 2005 parte de su participación a un fondo fiduciario y retuvo la tenencia de *EPCA* hasta 2011, cuando ingresó *Pampa Energía* en su lugar.

El proceso de integración vertical verificado en el período 1992-2001 se intensificó tras la sanción de la ley de Emergencia Pública. El ingreso de *Petrobras* en 2003 se complementó con la sustitución de *Enron* por *Pampa Energía* en 2011. De esta forma, hacia el final del período 2015, el control de *Gasinvest* y *CIESA* era ejercido casi exclusivamente por firmas productoras de hidrocarburos y generadoras eléctricas.

2.5 Proceso de recomposición tarifaria (2016-presente)

El 1 de abril de 2016 el nuevo gobierno dispuso el aumento del precio de gas natural en punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) mediante la Resolución MINEM 29/2016. El art. 5 de la citada resolución introdujo un esquema de “Tarifa Social” con una reducción en el total facturado para aquellos usuarios residenciales que cumplieran con ciertos criterios socioeconómicos⁵⁰ (v.g. jubilados y trabajadores con salarios cercanos al mínimo vital y móvil, beneficiarios de programas sociales, desempleados). Asimismo, el art. 2 incorporó un incentivo al ahorro en el sector residencial cuando el consumo fuese inferior al mismo período del año anterior. De todos modos, el ajuste de las tarifas al consumidor final en áreas de distribuidoras donde ENARGAS oficiaba de ente regulador implicaba aumentos superiores al 700% para algunos casos. Ante el reclamo social generalizado y la interposición de medidas

⁴⁹ Enron era una sociedad en proceso de liquidación tras la declaración de quiebra en 2001.

⁵⁰ La aplicación fue automática a través del cruce de datos de usuarios.

cautelares, el entonces Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución 99/2016 que fijaba el tope del 400% para usuarios residenciales y del 500% para el Servicio General P. No obstante, la Corte Suprema de Justicia impidió los aumentos alegando que se había desconocido el proceso legal de audiencias públicas⁵¹. Para corregir este aspecto, en septiembre de ese año se celebró la correspondiente audiencia pública y, finalmente, el componente de gas fue aumentado conforme a la Resolución 28/2016. El aumento seguiría un “sendero de precios” hasta alcanzar los U\$S 7,86/MMBtu en 2019 a la vez que los subsidios a los consumidores irían descendiendo hasta desaparecer en 2022⁵².

Por otra parte, en diciembre de 2016 se celebraron las audiencias públicas para el ajuste tarifario de las empresas de transporte y distribución. Al momento de la renegociación, el Ministerio de Energía y Minería determinó que la brecha entre el ingreso real y el ingreso necesario para cubrir la totalidad de los costos ascendía a \$ 3.666 millones⁵³ (Tabla 2.4). El plan de adecuación de tarifas consistió en una suba escalonada en 3 etapas. El 30% se aplicó en abril de 2017, el 40% en diciembre de 2017 y el 30% restante en abril de 2018.

⁵¹ Ver fallo “Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ amparo colectivo”, Corte Suprema de Justicia, 18 de agosto de 2016.

⁵² Para mayor detalle, ver https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/informe_tecnico_minem.pdf

⁵³ Para mayor detalle, ver <https://www.enargas.gob.ar/secciones/audiencias-publicas/83/material-consulta/GasNaturalFinal.pdf>

Tabla 2.4 – Ingreso vs. costo estimado para las empresas de transporte año 2016 (en millones de pesos)

Licenciataria	Recaudación 2016 con tarifas 2015	Ingresos necesarios 2016			
		Gastos	Inversión	Deudas	Total
TGN	586	946	1.041	292	2.279
TGS	986	1.327	794	837	2.958
Total	1.571	2.273	1.835	1.128	5.237

En marzo de 2017, el gobierno, las empresas de transporte y distribución arribaron a un acuerdo definitivo respecto al sistema tarifario. En la Renegociación Tarifaria Integral se acordó un ajuste no automático y semestral (en abril y octubre) utilizando el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM)⁵⁴. De este modo, la controversia respecto al incumplimiento de las licencias habría quedado extinta y, en consecuencia, las empresas presentaron un plan de inversiones para el quinquenio 2017-2021. Además, se comprometieron a suspender definitivamente sus reclamos al Estado Nacional.

2.6 Comentarios finales y preguntas de investigación

A principios de la década del '90, el transporte de gas natural pasó de un control enteramente estatal a uno administrado por el sector privado. La literatura especializada del sector ha señalado que estas empresas, aun estando reguladas, habrían obtenido luego de la privatización rentabilidades superiores a las razonablemente permitidas por ley mediante distintos mecanismos. A pesar de esta acusación, el desarrollo físico del sistema supuso una recomposición sustancial de la capacidad de servicio que había sido perdida durante los últimos años de Gas del

⁵⁴ Respetando los incrementos escalonados pactados con anterioridad.

Estado. Incluso, la estructura ha soportado más de una década y media de demanda creciente, contando sólo con las ampliaciones introducidas por los fideicomisos 2004-2006.

Tras la intervención sectorial luego de sancionada la Ley de Emergencia Pública, la Ley de Gas fue tácitamente derogada en una de sus secciones vitales: el sistema tarifario. Este escenario puso en conflicto los incentivos que derivan del esquema tarifario conocido como *price cap*, donde el regulador debe promover la eficiencia en costos condicionada a la rentabilidad del inversor (principio de sostenibilidad). Desde 2002 hasta 2015, las compañías transportadoras vieron congelados sus precios y, por ende, la expansión genuina del sistema se vio obstaculizada.

En conclusión, los hechos relatados plantean la necesidad considerar la conveniencia de reestructurar el marco regulatorio del servicio de transporte. La posibilidad de sostener tarifas congeladas en un contexto inflacionario sin consecuencias para el gobierno de turno en lo inmediato pareciera atender contra la sostenibilidad del contrato y contra los incentivos a invertir por parte de las operadoras. En este sentido, el capítulo 3 apunta a representar cómo el esquema regulatorio puede ser vulnerado por un gobierno y las características que el contexto debería reunir para que el episodio ocurrido en 2002 pudiese ocurrir nuevamente.

Resulta oportuno, además, evaluar los efectos de la ruptura contractual sobre la operatividad del sistema. Mientras que los precios congelados en un contexto de inflación conllevan a la minimización de costos a fin de evitar mayores pérdidas, un esquema de inversiones desarrollado bajo restricciones presupuestarias podría impactar en la eficiencia del sistema a través de la obsolescencia. Con el fin de

dilucidar si alguno de estos efectos tiene predominancia, el capítulo 4 compara la eficiencia en costos de empresas de transporte de gas con características similares. De esta forma, se intenta encontrar evidencia sobre el efecto del congelamiento tarifario en la estructura de costos.

Finalmente, para complementar el análisis de eficiencia, el capítulo 5 propone una aplicación de redes neuronales para detectar cambios en la eficiencia técnica a partir de la sanción de la Ley 25.561.

Capítulo 3

***Hold-up* en contratos regulados de servicios públicos: el caso del transporte de gas natural en Argentina**

Resumen del capítulo

El presente capítulo tiene como objetivo comprender el rol de políticas inestables en la regulación de infraestructuras. En este sentido, se desarrolla un modelo donde un gobierno mantiene una relación conflictiva con compañías reguladas. Para este fin, el comportamiento oportunista del gobierno, que socava la independencia regulatoria, ha sido introducido en un juego infinitamente repetido. Al introducir esta variación, una inconsistencia temporal daría lugar al problema conocido como hold-up. El contenido del capítulo ha sido presentado en *Hold-up in Regulated Contracts: the Argentinean Natural Gas Transmission System Case* (De Meio et al., 2017).

3.1 Introducción

Las infraestructuras de servicios públicos requieren recursos sustanciales para ser desarrolladas. Es por este motivo que ciertos gobiernos encuentran desafiante recaudar los fondos necesarios para llevar a cabo las obras. Alternativas usuales al autofinanciamiento incluyen las privatizaciones, las participaciones público-privadas (PPP) o la construcción realizada por empresas privadas seguido de concesión. Sin embargo, la fragilidad institucional y el riesgo político pueden desincentivar a los inversores de ingresar al mercado debido a la falta de garantías que aseguren el completo recupero de las inversiones. Por lo tanto, resulta relevante crear un modelo para visualizar el mecanismo subyacente por el cual los contratos de largo plazo en países con institucionalidad débil son propensos a ser quebrantados. En particular, este capítulo se enfoca en la descripción de políticas tarifarias que mejoran el bienestar del consumidor en el corto plazo, mientras que socavan inversiones previas y atentan contra la sustentabilidad del servicio público.

Puntualmente, en la década del '80 varios países en desarrollo comenzaron con la reorganización de sus servicios públicos estatales. Con el fin de asegurar su funcionamiento en el contexto de mercados eficientes, la reestructuración consistió en la introducción de competencia donde la tecnología y características del mercado lo permitiesen. Sin embargo, la competencia como mecanismo de coordinación se encuentra limitada por el hecho de que algunas industrias requieren grandes infraestructuras (tales como gasoductos, acueductos o vías de ferrocarril). Para acotar el poder de mercado relacionado a estas estructuras, la regulación es considerada como un medio de protección que defiende a los usuarios de prácticas monopólicas. Esta es una postura generalizada en la literatura, especialmente en aquellos casos relacionados a procesos reestructuración de empresas públicas (Joskow, 2007). Si

bien esta visión es ciertamente válida, la regulación debe, además, proteger a las infraestructuras del uso abusivo por parte de los consumidores. Como en el caso de los gasoductos (Makholm, 2012), las infraestructuras dedicadas a brindar servicios públicos son activos altamente específicos (Williamson, 1975), lo que implica que hay una relación de largo plazo entre los firmantes del contrato subyacente. En este sentido, un contrato de estas características debería incluir un mecanismo de resolución de conflictos para lidiar con potenciales discrepancias a lo largo de la vida del activo. Al respecto, Guasch (2000) destaca que el diseño contractual es un determinante clave en el desempeño y la conflictividad de los contratos de concesión.

Entre los problemas discutidos con mayor frecuencia en el campo de la Teoría de Contratos se encuentra el denominado *hold-up* (Goldberg, 1976): una vez que la infraestructura es construida, los usuarios no tienen incentivos para continuar pagando por ella. Dado que los inversores ya han hundido costos, están forzados a aceptar una tarifa menor a la pactada inicialmente de modo de no perder las inversiones no recuperadas. Por lo tanto, el rol del regulador en la salvaguarda del contrato es crucial para el desarrollo del sistema. Un regulador que con sus decisiones favorece excesivamente al propietario de la infraestructura deteriora el bienestar y el ingreso de los consumidores. Por el contrario, un agente alineado mayormente a los consumidores desalienta el desarrollo de la infraestructura y atenta contra su conservación.

Soluciones a este dilema fueron propuestas en el contexto de la independencia regulatoria (Levy y Spiller, 1993; Smith, 1997), la cual, a su vez, ha sido generalizada bajo el concepto de gobernanza regulatoria (Cubbin y Stern, 2006). La idea central de este enfoque es el de establecer las condiciones bajo las cuales los reguladores se abstendrían de favorecer permanentemente a alguna de las partes del contrato. Por

un lado, algunos autores se centran en el problema conocido como “puerta giratoria”, donde un agente de regulación es contratado por la firma regulada luego de que el primero finaliza su cargo público (Che, 1995). En este capítulo se ha considerado otra clase de captura: aquella donde la agencia regulatoria es capturada por el partido gobernante. En este contexto, resulta motivador reconocer si una solución de cooperación es susceptible de ser alcanzada cuando existen procesos electorales en el lapso de un contrato regulado. Entonces, el objetivo consiste en analizar los efectos ex-post del oportunismo gubernamental en contratos de servicios públicos regulados a través de un juego infinitamente repetido. Al introducir la variable de oportunismo del gobierno, la existencia de una inconsistencia temporal respecto de la valoración gubernamental de los beneficios y costos de ruptura puede dar lugar al problema de *hold-up*. Esta problemática es abordada en el contexto de las empresas argentinas de transporte de gas natural. Se ha conducido un análisis cualitativo donde se ilustra cómo se perfecciona la violación contractual de una compañía que opera un activo específico. Más precisamente, los eventos políticos y económicos ocurridos a inicios de 2002 en Argentina parecen soportar las conclusiones del modelo.

3.2 Antecedentes

3.2.1 Concepto de *hold-up*

El concepto de *hold-up* fue introducido por Goldberg (1976) basado en las ideas de Williamson (1971) sobre integración vertical. Cuando una transacción depende de que alguna de las partes realice inversiones en activos específicos, existe el riesgo que la contraparte fuerce a la renegociación del contrato una vez que la inversora hundió costos. De esta forma, la contraparte es quien tiene mayor poder de

negociación y, por ende, extrae los beneficios que la inversora hubiese podido obtener de la operación. Klein et al. (1978) señalan al oportunismo y a la especificidad de los bienes como factores causantes de este tipo de ruptura contractual. En primer lugar, Williamson (1975) se refiere al oportunismo como un esfuerzo para obtener beneficios individuales a través de la falta de honestidad o sinceridad. Por otro lado, un activo presenta alta especificidad en una transacción cuando el valor agregado que produce el bien en esa operación es superior que en cualquier uso alternativo (Williamson, 1983). La medida de este valor es definida por Klein et al. (1978) como cuasirentas apropiables, las cuales representan el exceso de valor sobre su costo de rescate que, a su vez, es equivalente a la valoración del mejor uso alternativo. De verificarse estos supuestos, las transacciones que requieran inversiones de estas características estarán sujetas al oportunismo de la contraparte al momento de concretarse la operación.

La consecuencia más importante de esta problemática es la subinversión (Grout, 1984; Che y Sakovics; 2006). Entre las alternativas propuestas para neutralizar el problema de *hold-up* se encuentran los contratos simples seguidos de renegociación, los contratos más complejos sin posibilidad de renegociación o la integración vertical (Kein et al., 1978; Williamson, 1979). Dado que YPF resulta ser el operador dominante en la producción, la segunda alternativa no es compatible con un régimen regulatorio cuyo medio para garantizar la libertad de acceso de los usuarios es el principio de desintegración vertical (v.g. art. 34 L. 24.076).

Desde el punto de vista de la regulación de servicios públicos, existe una innegable conexión entre el problema de *hold-up* y el concepto de riesgo político. Si bien no hay un acuerdo unánime respecto a su definición, según Weston y Sorge (1972) el riesgo político surge ante la posibilidad que los gobiernos interfieran o

impidan transacciones, cambien los términos de los acuerdos, o confisquen total o parcialmente las inversiones extranjeras. Kamga Wafo (1998) adopta una definición restrictiva⁵⁵ o extensiva para incluir distintos fenómenos correlacionados a la inestabilidad política (v.g. inestabilidad social, políticas monetarias y fiscales, eventos previsible o imprevisibles). Ferro (2001) identifica al riesgo político tradicional con la violencia política y los actos de oportunismo. Estos actos incluyen a las expropiaciones *ex post*, cambios *ex post* en convertibilidad de la moneda y en las normas de transferencia de divisas. Al respecto, Moran (1999; citado por Ferro, 2001) atribuye que el comportamiento oportunista podría obedecer a horizontes temporales diferentes y a tasas de descuento social, entre las compañías de servicios públicos, consumidores y gobiernos. Esta relación permitiría que las autoridades no enfrenten las acciones que llevan al deterioro de las infraestructuras en el largo plazo.

3.2.2 Rupturas de contratos ocasionadas por el gobierno

Los contratos de servicios públicos privatizados pueden ser entendidos como contratos relacionales, que consisten en aspectos del acuerdo no escritos ni que pueden ser anticipadas, y se basan una relación de confianza entre el regulador y las compañías reguladas. Salant y Woroch (1992) modelaron el contrato entre un gobierno y un inversor para proveer un servicio público. Mientras que el primero determina la tarifa que maximiza el excedente del consumidor, la compañía decide qué inversiones deben hacerse en cada período para mantener e incrementar el suministro de forma de maximizar sus beneficios. La optimización dinámica planteada en el modelo consiste en maximizar el excedente del consumidor sujeto a la

⁵⁵ La definición restrictiva de riesgo político abarca únicamente eventos imprevisibles de tipo político.

participación del inversor. El hecho de que el modelo sea dinámico requiere la incorporación de una tasa de descuento, que en este caso es igual para los dos agentes y constante en el tiempo. Siguiendo la estrategia del gatillo (*trigger strategy*), ambos jugadores deciden si cooperar o no. Si alguno de ellos decidiera romper el contrato, la otra parte respondería en forma acorde. El castigo consistiría, entonces, en inversión nula y tarifas tan bajas que impedirían obtener beneficios.

Salant y Woroch (op. cit.) evaluaron la existencia de equilibrios sostenibles en el largo plazo, es decir, probaron si el Teorema Folk (Friedman, 1971; Fudenberg y Tirole, 1991) se verifica en el contexto de contratos regulados. Su principal análisis contempla dos equilibrios. El primero de ellos se basa en un juego de lazo abierto⁵⁶, donde la mejor estrategia del gobierno es establecer tarifas lo más bajas posibles dada la falta de información sobre los movimientos del otro jugador. De similar manera, los inversores no invierten debido a la incertidumbre relacionada a la decisión tomada sobre las tarifas. Por lo tanto, el único equilibrio posible sería la no cooperación, el cual, a su vez, constituye la solución *minimax* del juego. De hecho, dado que el equilibrio de un juego de lazo abierto subsiste en uno de lazo cerrado, estas estrategias constituyen amenazas creíbles en esta última versión del juego. Respecto al segundo equilibrio, el cual se verifica en un juego de lazo cerrado, los autores probaron que, si la tasa de interés es relativamente baja, una solución cercana a la del planificador⁵⁷ es alcanzable. Para lograr este equilibrio, la capacidad de la infraestructura requiere ser constantemente actualizada, garantizando al inversor el poder de forzar a la contraparte a establecer un precio por sobre el costo operativo.

⁵⁶ Un juego de lazo abierto es aquel donde los jugadores no pueden ver las decisiones que toman sus oponentes.

⁵⁷ La solución del planificador es aquella que maximiza el excedente del consumidor sujeta a garantizar la participación del inversor.

De lo contrario, si el bien fuese durable o la tasa de interés fuera elevada, el equilibrio cercano al del planificador no estaría garantizado. Además de esta última observación, este equilibrio sólo sería sostenible suponiendo que el gobierno decide consistentemente a lo largo del tiempo. Este supuesto constituiría una limitación del modelo.

No obstante, las decisiones gubernamentales dependen de la estabilidad institucional. Como explica Stain et al. (2008), algunos países son capaces de comprometerse y aplicar una política en el tiempo, mientras que las políticas de otras administraciones son fácilmente revertidas aún durante un mismo período de gobierno. Donde las instituciones son más estables, se espera que haya cambios graduales o renegociaciones en contratos de largo plazo. Aun así, esta coordinación es llevada adelante mediante consenso y compromiso. Por otro lado, un ambiente de políticas volátiles está caracterizado por un tratamiento desperejo de los intereses de los distintos grupos sociales, priorizando aquellos que constituyen el soporte del partido gobernante. La consecuencia de este sesgo en la toma de decisiones es la disociación entre las prioridades del gobierno y los intereses de la sociedad en su conjunto. En otras palabras, la competencia electoral puede estimular comportamientos oportunistas del partido gobernante. Satisfacer prioridades de corto plazo podría ser preferible a priorizar intereses de largo plazo debido a la incertidumbre electoral. El partido gobernante podría tratar de maximizar su poder político en el corto plazo mediante transferencias de rentas hacia los votantes. En relación a los contratos regulados, el riesgo de *hold-up* aumentaría cuando el beneficio político derivado de la distribución de renta a los consumidores sobrepasa el costo de romper el acuerdo con las empresas reguladas.

En línea con esta última idea, Vernon (1971) lleva adelante un estudio cualitativo sobre contratos en conflicto entre gobiernos y empresas multinacionales estadounidenses. Como resultado, el autor propone el concepto de negociación obsolescente (*obsolescing bargain*), el cual prescribe que las inversiones privadas en infraestructuras localizadas en países extranjeros enfrentan eventualmente la intervención de los gobiernos anfitriones. Estas intromisiones serían explicadas por un decrecimiento progresivo del poder de negociación de las compañías en contraposición con un aumento relativo del poder gubernamental. De acuerdo a esta teoría, el cambio en el balance de poder es un resultado de la especificidad del activo y del hecho que las inversiones en infraestructura constituyen costos hundidos. Jakobsen (2006) estimó cómo las democracias podrían suavizar el problema de la negociación obsolescente. Sus hallazgos indicarían que la debilidad institucional permitiría esta clase de intervenciones. Debido a esto, el marco regulatorio podría estar impactado directa o indirectamente por la fortaleza de las instituciones y por la percepción que tiene el gobierno sobre los costos de ruptura. Asimismo, Poynter (2013) analizó las inversiones extranjeras directas de compañías multinacionales (MNEs) y las relaciones contractuales con los gobiernos anfitriones. En el trabajo se brindan distintas motivaciones que los gobiernos tendrían para tomar el control de las subsidiarias, entre las cuales los determinantes políticos han sido contemplados.

Asumiendo que la inclusión del oportunismo gubernamental puede mejorar las conclusiones de Salant y Woroch (op. cit.), se propone introducir el rol de las instituciones como un elemento clave. Se ha adoptado una categorización sugerida por Jones (2005), donde las democracias son clasificadas de acuerdo a las estrategias de competencia de los políticos. Un sistema es llamado programático cuando la competencia electoral se basa en la calidad de las políticas y los votantes juzgan a los

políticos de acuerdo a la forma en que las medidas son llevadas a cabo. En este contexto, la estabilidad se incrementa dado que se toma en cuenta el impacto sobre los distintos grupos de interés de la sociedad. Por otra parte, un sistema es llamado clientelista si los votantes juzgan a los partidos políticos por la forma en que satisfacen sus propios intereses. En un ambiente clientelista, la estabilidad de las políticas es frágil dado que los hacedores de política podrían tomar sus decisiones en base a sus grupos de soporte. Un ejemplo preciso de una política clientelista es la noción de “populismo energético”. Hancevic et al. (2016: 466) han definido este concepto como una política que, “...alegando la defensa del ‘pueblo’ contra ‘la elite’, busca asegurar el apoyo del votante medio para implementar transferencias insostenibles a través de precios bajos de la energía, interfiriendo drásticamente con la formación eficiente de los precios de una manera no transitoria”. El hecho de que los votantes acepten transferencias intertemporales de ganancias y pérdidas puede desencadenar estrategias oportunistas que asignan en forma despareja costos y beneficios. Es por este motivo que una agencia regulatoria independiente, cuyo objetivo debería ser el de garantizar la sostenibilidad del sistema en el largo plazo, constituye un obstáculo para este perfil de gobierno.

Basado en lo anterior, la relación entre gobiernos y empresas reguladas vale la pena ser analizada en mercados con instituciones de baja calidad. Este capítulo contribuye con la literatura existente mediante el desarrollo de un juego basado en la dinámica contractual previamente tratada por Vernon (1971) y Poynter (2013). Respecto a la diferencia metodológica con Salant y Woroch (op. cit.), el enfoque del juego propuesto se centra en la interacción entre los jugadores cuando la tasa de descuento para valorar eventos futuros no es constante. Por lo tanto, el análisis de la

incertidumbre periódica debido a los procesos electorales constituye un aporte original.

3.3 Modelo

3.3.1 Descripción

En primer lugar, se describen los supuestos y el contexto del modelo. Se parte de suponer que:

- I. El sistema de gobierno es una democracia representativa.
- II. Cada gobierno electo dura un período finito y puede ser sucesivamente reelegido.
- III. El gobierno provee servicios públicos que requieren inversiones periódicas en infraestructuras especializadas I_t .
- IV. La cantidad demandada q_t está determinada por los consumidores y se encuentra restringida por la capacidad en t ⁵⁸. Dado que se trata de un servicio público, el suministro no puede ser interrumpido. Debe advertirse que este atributo de esencialidad es central para el modelo. Si las pérdidas causadas por interrupciones del servicio pudiesen ser evitadas o solucionadas por otros medios, la amenaza por parte de los inversores no sería lo suficientemente fuerte para evitar el problema de *hold-up*. Esta advertencia es válida incluso en Salant y Woroch (op. cit.).

⁵⁸ La demanda potencial con tarifas bajas podría ser mayor que la realmente provista. Esta discrepancia debería ser satisfecha con nueva capacidad. Dado que el problema de *hold-up* inhibe nuevas inversiones, la nueva demanda podría no ser satisfecha.

- V. Como en Salant y Woroch (1992), el gobierno intenta maximizar el excedente agregado de los consumidores del servicio. Siguiendo las ideas de Jones (2005), se asume que un mayor bienestar de los consumidores-votantes repercute positivamente en el caudal de votos.
- VI. El agente regulador, que controla la ejecución del contrato, tiene la autoridad legal de ajustar periódicamente las tarifas de acuerdo a un criterio pre-acordado (Laffont y Tirole, 1994). Para reducir el gasto público y mejorar la eficiencia productiva (Cook, 1997), los gobiernos pueden privatizar los servicios públicos bajo un esquema de contratos regulados de muy largo plazo con una duración de T períodos. A su término, el contrato es licitado nuevamente otorgando algún tipo de preferencia al mismo operador en caso de un empate en las nuevas licitaciones.
- VII. Dado que se asume que la agencia regulatoria ha sido capturada por el partido gobernante, las resoluciones hechas por la primera son decididas por el último. En otras palabras, el gobierno y el regulador son el mismo sujeto en el modelo. De igual modo que en la teoría de la negociación obsolescente, el enfoque aquí propuesto analiza la negociación directa entre el gobierno y los inversores.

Este tipo de contratos regulados puede ser formalizado a través de un juego infinitamente repetido, dado que la compañía tiene la potestad de renovar el acuerdo luego del período T . En otras palabras, la percepción de la finalización del contrato es tan distante que el valor de T es interpretado como un valor infinito.

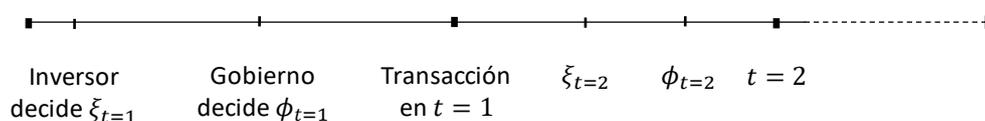
En particular, el juego \mathbb{G} comprende dos jugadores (el gobierno \mathcal{S} y un inversor adverso al riesgo \mathcal{J}), un conjunto de estrategias (ϕ_t y ξ_t respectivamente) y un conjunto de funciones de pago (Ecuación 3.1).

$$\mathbb{G} = \langle (\mathcal{S}, \mathcal{J}), (\phi_t, \xi_t), (\pi_{\mathcal{S}}, \pi_{\mathcal{J}}) \rangle \quad (3.1)$$

Salant y Woroch (op. cit.) propusieron movimientos simultáneos para reflejar la falta de información que los otros jugadores poseen sobre las decisiones tomadas por su contraparte. Adicionalmente, los autores analizaron los equilibrios bajo la variante con movimientos secuenciales para detectar si la información rezagada sobre las decisiones era relevante para el resultado del juego. Sin importar cómo hubiese sido planteado el problema, las conclusiones fueron similares para ambas variantes. Al respecto, el tópico de interés en el presente capítulo es la estrategia del gobierno bajo la influencia de elecciones periódicas asumiendo que el inversor viene invirtiendo en capacidad. Por lo tanto, se ha asumido un juego secuencial donde en primer lugar el inversor efectúa la inversión prevista para el período t , luego el gobierno responde fijando la tarifa correspondiente y finalmente se lleva a cabo la transacción en t .

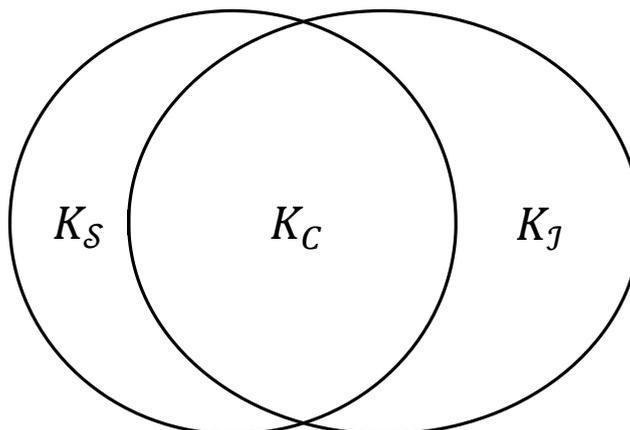
La estrategia del gobierno ϕ_t consiste en decidir si cumple el contrato en el período t . Dado que el bienestar del consumidor es superior con precios bajos, un gobierno oportunista tendría incentivos a disminuir las tarifas e incumplir. Sin embargo, estos precios no deberían fijarse por debajo del costo operativo para asegurarse que la empresa no cese las operaciones. Respecto a la estrategia de los inversores, puesto que los precios deberían cubrir los costos operativos y de capital, la estrategia en caso de participar ξ_t consiste en invertir en t sólo si los precios cubren los costos totales (Figura 3.1).

Figura 3.1 – Representación gráfica del juego repetido \mathbb{G}



Como en Salant y Woroch (op. cit.), los jugadores siguen la estrategia del gatillo. Las inversiones se hacen sólo si el precio cubre los costos totales. A la inversa, el gobierno establece un precio sobre el mínimo sólo si las inversiones pactadas son realizadas. Caso contrario, la solución *minimax* del juego, que consiste en inversión nula y tarifas que cubren sólo costos operativos, sería la única decisión factible.

Se asume que existe información perfecta respecto a las decisiones tomadas por los jugadores. El inversor conoce en todo momento la tarifa que obtiene por el servicio, dada por la estrategia del gobierno, y el gobierno observa si la empresa ha invertido al ver que q_t se satisface. No obstante, resulta interesante advertir que la agencia regulatoria se enfrenta a un problema de información asimétrica respecto a la magnitud de los costos y de la inversión (Burns et al., 2006). Los inversores especializados en la industria poseen conocimiento propio acerca del *know-how* operativo y de las necesidades reales de capital. Esto es válido tanto al momento de la firma del contrato como durante la operación del servicio. Sin embargo, los inversores frecuentemente ocultan información al regulador. Para modelar esta asimetría, la variable K describe el conjunto de información de cada jugador. La Figura 3.2 describe cómo es concebida la información desde el punto de vista del modelo. La intersección entre el conjunto de información del inversor (K_I) y el conjunto de información del gobierno (K_S) es definida como el conjunto de información común (K_C), es decir, $K_C = \{K_I \cap K_S\}$. La variable K_C determina inicialmente el esquema de inversiones y las características de la provisión en el contrato. A medida que el tiempo transcurre, el regulador intenta obtener mayor información, incrementando K_S , para establecer tarifas eficientes o requerir correcciones al servicio.

Figura 3.2 – Conjunto de información (K)

K_S : información gubernamental, K_J : información del inversor, K_C : información común.

La función de pagos del gobierno π_S refleja la conveniencia de respetar el contrato (Ecuación 3.2). El beneficio de quebrantar el acuerdo (BB_t) se encuentra vinculado a la mejora del excedente del consumidor mediante una reducción de precios. No obstante, la ruptura del contrato implica costos (BC_t). Un contrato que desincentiva las decisiones de ruptura requiere que el valor descontado de los costos de ruptura BC sea superior al valor descontado de los beneficios de romperlo BB .

$$\pi_S = \sum_{t=0}^T (BB_t - BC_t) \times \delta_t^t \quad (3.2)$$

La función de pagos de la compañía π_J es el beneficio obtenido por la provisión del servicio (Ecuación 3.3), donde el ingreso descontado es lo suficientemente alto como para recuperar las inversiones acordadas $I_t(K_C)$ y cubrir el costo de oportunidad (π_0). A su vez, este ingreso surge como la diferencia entre el precio convenido p_t y el costo operativo $c_t(K_C)$, multiplicado por la cantidad provista q_t . Luego, el flujo de caja es descontado por un factor de descuento δ_* acorde al riesgo que percibe el inversor.

$$\pi_J = \sum_{t=0}^T \{ [p_t - c_t(K_C)] \times q_t - I_t(K_C) \} \times \delta_*^t - \pi_0 \quad (3.3)$$

Por una cuestión de simplicidad, se proponen dos supuestos adicionales:

- VIII. Sólo hay una única infraestructura regulada (ver sección 3.5)
- IX. El contrato inicial asume inversiones efectivas, es decir, se asume las inversiones y los costos operativos que desembolsan los inversores durante la vida del contrato son exactamente iguales a los especificados en el contrato. Este supuesto es removido en la Sección 3.3.4.

3.3.2 Modelado del oportunismo gubernamental a través de un factor de descuento subjetivo

El valor presente neto de un proyecto es calculado una vez que el flujo de fondos es descontado utilizando una tasa de descuento constante r . Sin embargo, cada gobierno podría ponderar los ingresos y egresos de caja a lo largo del tiempo en forma desigual dependiendo cómo éstos afectan a su mandato. En particular, el comportamiento oportunista de un gobierno podría ser estimulado por el impacto relativo de los costos y beneficios en términos de ventaja electoral. Aunque en la literatura normalmente se asume una tasa de descuento constante, el presente modelo incluye un componente subjetivo $\alpha^{1-\rho t}$ en el factor de descuento δ_t (Ecuación 3.4). De esta forma, $\delta_t \in [0,1]$ fluctúa a lo largo del tiempo. Este factor se compone de una variable exógena α , la cual es introducida para caracterizar el perfil de oportunismo gubernamental de acuerdo a Jones (2005). Más precisamente, $\alpha \in [1, \infty)$ mide la tendencia del gobierno a no respetar las instituciones y la recurrente propensión de las autoridades a desconocer los compromisos. A mayor oportunismo gubernamental, mayor el valor de α .

$$\delta_t = 1/(1 + r \times \alpha^{1-\rho t}) \quad (3.4)$$

Adicionalmente, esta medida de oportunismo es mitigada por el parámetro $\rho_t \in [0,1]$, el cual indica la valoración subjetiva que el gobierno hace de los costos de ruptura previstos para el período t . Si el gobierno intuyera que sus acciones pudiesen implicar un contratiempo serio para su gobernabilidad en el período t , ρ_t tendería a uno. Caso contrario, ρ_t sería cercano a cero si las dificultades previstas en t fuesen poco significativas en términos de reputación o poder político. Esta valoración está relacionada al grado de fortaleza de las instituciones, cuyas medidas de control y sanciones deberían ser suficientes para que ρ_t tienda siempre a la unidad.

El comportamiento oportunista cobra relevancia cuando se prevé un proceso electoral para el período t' . El razonamiento detrás de esta conducta es que la dinámica de las elecciones puede introducir una distorsión en la valoración de los eventos futuros de corto y largo plazo. Consecuentemente, es importante considerar la influencia de las elecciones periódicas sobre los contratos regulados y, en particular, cómo el intento de re-elección de un partido gobernante puede acarrear resultados contradictorios. Si las chances de ser re-elegidos fuesen inciertas, la preferencia por asegurar la victoria electoral podría reforzar el escenario de *hold-up* siempre que la mayoría de los costos cayesen luego del período de elecciones ($\rho_t \rightarrow 0 \forall t > t'$). No obstante, en caso de un escenario de victoria probable, existe un argumento contrario al *hold-up* dado que los costos futuros de ruptura deberían ser enfrentados por el mismo partido, lo cual podría comprometer a su futura administración. Por ello, el hecho de que para este caso $\rho_t \rightarrow 1 \forall t > t'$ suavizaría la tendencia hacia un comportamiento oportunista.

Asimismo, la existencia de un gobierno no oportunista implicaría que α sea cercana a 1 y que la prima de riesgo por *hold-up* sea insignificante. En otras palabras,

el facto de descuento subjetivo permanecería constante antes y después del período de elecciones t' . Por cierto, cuando las instituciones son lo suficientemente sólidas como para asegurar que el regulador permanezca independiente, el componente $\alpha^{1-\rho t}$ debería ser el mismo que aquel de un gobierno no oportunista.

Con el objetivo de clarificar esta idea, se desarrolla un ejemplo del factor subjetivo de descuento en el Anexo B.

3.3.3 Caracterización de los escenarios

Siguiendo la descripción contractual explicada en la Sección 3.3.1, es importante especificar las condiciones bajo las cuales el juego \mathbb{G} alcanza un equilibrio perfecto en subjuegos mediante inducción hacia atrás. Una vez que los inversores deciden participar y realizan la inversión inicial, el gobierno fija las tarifas y las operaciones comienzan. Sin embargo, la coyuntura política y los procesos electorales pueden incitar a que los gobiernos subestimen las consecuencias negativas de romper un acuerdo ante la incertidumbre electoral⁵⁹. Entonces, para cada período de tiempo t , las variable no observable ρ_t y la tasa de descuento δ_t están sujetas a fluctuaciones⁶⁰.

Dado que el objetivo es evaluar los incentivos del gobierno a romper el contrato, el análisis se centra en su estrategia. Suponiendo que el inversor ha venido invirtiendo,

⁵⁹ Por ejemplo, es posible imaginar el caso donde una ruptura contractual con efectos negativos desde el punto de vista reputacional para dentro dos períodos sea significativo al principio ($\rho_2 = 1$) pero luego, ante la incertidumbre de una derrota electoral, el mismo evento sea percibido como poco relevante ($\rho_2 = 0$).

⁶⁰ Se admite que el factor de descuento de las empresas, δ_* , también está sujeto a variaciones en tanto las empresas tienen percepciones del riesgo que fluctúan en el tiempo. Sin embargo, esta cuestión no se modela explícitamente en tanto excede el objetivo del capítulo.

el equilibrio es sostenible⁶¹ en el largo plazo si se cumple la condición de equilibrio perfecto en sub juegos definida en la Ecuación 3.5 para todo periodo de tiempo i .

$$\sum_{t=i}^{\infty} (BB_t - BC_t) \times \delta_t^t \leq 0 \quad \Leftrightarrow \quad \sum_{t=i}^{\infty} BC_t \times \delta_t^t \geq \sum_{t=i}^{\infty} BB_t \times \delta_t^t \quad (3.5)$$

Si el valor descontado de los costos de ruptura sobrepasa el valor descontado de los beneficios, el gobierno no tendrá incentivos para desviarse de lo pactado. No obstante, este equilibrio depende de los elementos que componen ambos lados de la inecuación.

Para especificar los beneficios y costos relacionados con el cumplimiento del contrato, se sugieren algunos componentes típicos. De todas formas, es crucial reconocer que existen beneficios y costos sociales, tales como el incremento de la actividad económica en general basado en precios bajos de energía, o las pérdidas causadas por las interrupciones en los servicios. El estudio está limitado a aquellos costos y beneficios que derivan directamente del contrato, dejando a un lado cualquier efecto social no especificado.

La Ecuación 3.6 muestra los costos de ruptura para el t -ésimo período. La variable FPC_t representa la cláusula penal o cualquier otra penalización monetaria prevista para el período t . Para que sea efectivamente disuasiva, la penalidad debería exceder el valor residual de las inversiones realizadas hasta el período i y, por ejemplo, el lucro cesante⁶². En otras palabras, el inversor debería ser compensado por lo menos por las inversiones no recuperadas y el valor proporcional del costo de

⁶¹ Es decir, el contrato tiene plena vigencia.

⁶² Se debe notar que en el modelo canónico de Salant y Woroch (op cit) no se incluyen penalidades adicionales al valor residual de la inversión. Sin embargo, un juego desarrollado con esa condición conduce invariablemente a la ruptura. Por este motivo, es necesario que la penalidad sea efectivamente disuasiva.

oportunidad. La variable $I_t(K_C)$ contiene el valor pendiente de las inversiones que el inversor no haría en caso de una violación contractual.

$$BC_t = FPC_t + I_t(K_C) \quad (3.6)$$

Romper un acuerdo en términos de *hold-up* significa que el gobierno fija una tarifa \hat{p}_t tal que pueda extraer las cuasirentas del inversor. La Ecuación 3.7 revela dicho beneficio por ruptura, donde el gobierno transfiere parte del ingreso de las compañías a los consumidores en una cantidad equivalente a la cantidad transportada q_t multiplicada por la diferencia entre el precio pactado p_t y el precio reducido \hat{p}_t . De acuerdo a la estrategia del gatillo, el nuevo precio debería ser a lo sumo tan bajo como los costos operativos $c_t(K_C)$, dejando solamente recuperar al inversor los costos de operación del servicio.

$$BB_t = [p_t - \hat{p}_t] \times q_t = [p_t - c_t(K_C)] \times q_t \quad (3.7)$$

Una vez que BC_t y BB_t han sido definidas, su valor descontado depende del efecto del oportunismo en δ_t . Dado que $\partial\delta_t/\partial\alpha < 0$ y $\partial\delta_t/\partial\rho_t > 0$, un incremento en el grado de oportunismo implica que los eventos futuros son relativamente poco importantes. Esencialmente, una administración oportunista favorecería políticas que tienen un impacto positivo en su período de gobierno. En otras palabras, tanto BC_t como BB_t tendrán un escaso valor subjetivo luego de las elecciones en t' . Por otro lado, si el grado de oportunismo alcanzara su valor mínimo ($\alpha = 1$) o las consecuencias negativas en un futuro tuviesen un impacto concreto para la actual administración ($\rho_t = 1$), entonces $\delta_t = 1/(1+r) \quad \forall t > t'$ y el gobierno se abstendría de violar el acuerdo.

Luego de definir el comportamiento de δ_t , se pueden delinear el mejor y el peor escenario para un inversor. El mejor escenario se alcanza cuando $\alpha = 1$, el cual representa la inexistencia absoluta de oportunismo gubernamental. Dado que una inversión efectiva (supuesto VIII) significa que $\sum_{t=0}^T \{ [p_t - c_t(K_C)] \times q_t - I_t(K_C) \} \times \delta^t = 0$, la variable BC_t sería mayor que BB_t en el monto equivalente a $\sum_{t=i}^{\infty} FPC_t \times \delta^t$ siempre que la cláusula penal fuese efectivamente disuasiva (Ecuación 3.8). Por lo tanto, el gobierno no tendría incentivos a vulnerar el acuerdo, sin importar la distribución de las inversiones a lo largo del tiempo.

$$\sum_{t=i}^{\infty} [FPC_t + I_t(K_C)] \times \delta^t > \sum_{t=i}^{\infty} [p_t - c_t(K_C)] \times q_t \times \delta^t \quad (3.8)$$

Sin importar el valor de α , la misma conclusión se obtiene si $\rho_t = 1 \forall t$. Siempre que los resultados de romper el contrato fuesen extremadamente costosos para el gobierno (v.g. en términos de reputación o restricciones severas de capacidad), violar el acuerdo sería desaconsejable sin importar los beneficios que pudiera generar en el corto plazo.

Es interesante remarcar que el modelo de Salant y Woroch (op. cit.) obtiene iguales resultados que el presente enfoque cuando $\alpha^{1-\rho_t} = 1$. Este sería el caso cuando el gobierno no es oportunista o cuando las consecuencias negativas de los actos fraudulentos son tan gravosas que es desaconsejable quebrantar el contrato. Otra posibilidad sería que la agencia regulatoria sea independiente, cuyo objetivo sería el de lograr la sustentabilidad del sistema en el largo plazo sin influenciarse por la coyuntura política.

Por el contrario, el peor escenario se verifica bajo tres condiciones:

- 1) cuando el gobierno es altamente oportunista ($\alpha^{1-\rho_t} \rightarrow \infty$),

2) la infraestructura no necesita ser actualizada para cubrir la demanda ($I_t(K_C) = 0 \forall t < t'$), y

3) la cláusula penal no es aplicable dentro del período de gobierno actual ($FPC_t(K_C) = 0 \forall t < t'$).

En primer lugar, la Ecuación 3.9 muestra que $\sum_{t=i}^{t'} BB_t \times \delta_t^t$ tiende a un valor positivo cuando α es elevado y $\rho_t < 1$ (ver Anexo C).

$$\lim_{\alpha \rightarrow \infty} \sum_{t=i}^{t'} BB_t \times \delta_t^t = \sum_{t=i}^{t'} [p_t - c_t(K_C)] \times q_t \times \delta_t^t + \sum_{t=t'+1}^{\infty} [p_t - c_t(K_C)] \times q_t \times \delta_t^t > 0 \quad (3.9)$$

Luego, la Ecuación 3.10 revela que $\sum_{t=i}^{t'} BC_t \times \delta_t^t$ tiende a cero si la cláusula penal y el problema de nueva inversión deberán ser tratados por el siguiente gobierno (ver Anexo C).

$$\lim_{\alpha \rightarrow \infty} \sum_{t=i}^{t'} BC_t \times \delta_t^t = \sum_{t=i}^{t'} [FPC_t + I_t(K_C)] \times \delta_t^t + \sum_{t=t'+1}^{\infty} [FPC_t + I_t(K_C)] \times \delta_t^t = 0 \quad (3.10)$$

Debido a una inconsistencia temporal, el peor escenario conduce al problema de *hold-up*. Para ser preciso, cuando la infraestructura es capaz de abastecer la demanda en el corto plazo y las consecuencias financieras por incumplimiento se esperan que recaigan luego de t' , existen incentivos para que el gobierno vulnere el acuerdo. Así como en Hancevic et al. (2016), el partido gobernante puede subjetivamente subestimar los costos de ruptura con el fin de mantener o ganar poder político a expensas del bienestar social de largo plazo. Entonces, bajo un contexto de instituciones débiles, el riesgo de *hold-up* aumenta cuando aumenta el oportunismo.

3.3.4 Sobre inversiones inefectivas

Al comienzo de las negociaciones del contrato, el gobierno necesita proponer un acuerdo A negociado sobre la base de información común K_C . Para que los inversores participen, el precio resultante debería ser lo suficientemente alto para cubrir los costos operativos $c_t(K_C)$, las inversiones $I_t(K_C)$ y el costo de oportunidad de la alternativa abandonada π_0 (Ecuación 3.11).

$$A(K_C) = \sum_{t=0}^T \{ [p_t - c_t(K_C)] \times q_t - I_t(K_C) \} / (1+r)^t \geq \pi_0 \quad (3.11)$$

A partir de aquí debe hacerse una distinción entre costos comprometidos y costos reales. Típicamente existe asimetría de la información entre los firmantes respecto de los requisitos de inversión. Las compañías especializadas tienen un conocimiento más profundo acerca de los requerimientos financieros y tecnológicos para la operación de una infraestructura. En este sentido, visto que los costos son inciertos en el largo plazo, los gastos futuros o el nivel de inversiones podrían ser sobreestimados por los inversores para evitar pérdidas futuras.

La Ecuación 3.12 describe cómo se relacionan los costos totales comprometidos y los reales. Los inversores adversos al riesgo desearían invertir en un proyecto sólo si su pronóstico sobre la estructura de costos, que está determinada por su propio conocimiento K_J , fuese igual o inferior que los costos comprometidos. Los inversores sólo firmarían un contrato si estuviesen convencidos de estar cubiertos contra pérdidas razonables. Por ejemplo, algunas contingencias pueden comprender reducción de tarifas, aumento de impuestos, disminución de la demanda, aumento de costos o requerimientos imprevistos de infraestructura.

$$\sum_{t=0}^T [c_t(K_C) \times q_t + I_t(K_C)] / (1+r)^t \geq \sum_{t=0}^T [c_t(K_J) \times q_t + I_t(K_J)] / (1+r)^t \quad (3.12)$$

De igual modo, la Ecuación 3.13 plantea la desigualdad de la Ecuación 2.12 como un cociente, donde $\sigma \geq 1$ representa la prima de riesgo del proyecto.

$$\sigma = \frac{\sum_{t=0}^T [c_t(K_C) \times q_t + I_t(K_C)] / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^T [c_t(K_J) \times q_t + I_t(K_J)] / (1+r)^t} \quad (3.13)$$

Tomando en cuenta la expresión de la Ecuación 3.13, un contrato basado en información común K_C entre un gobierno y un inversor puede ser re-expresado utilizando la información privada del inversor K_J . Mientras que el gobierno espera que el acuerdo se cumpla siguiendo los términos fijados en el contrato, el inversor puede intentar proveer la cantidad prevista, pero minimizando el costo total. A partir de la Ecuación 3.11 y Ecuación 3.13, el beneficio oculto para el inversor sustentado por este problema de información asimétrica está dado por la Ecuación 3.14.

$$A(K_J) - A(K_C) = (\sigma - 1) \sum_{t=0}^T [c_t(K_J) \times q_t + I_t(K_J)] / (1+r)^t \quad (3.14)$$

Al mismo tiempo que el gobierno asume que el acuerdo se desarrolla de acuerdo a las condiciones pactadas, los inversores estarían obteniendo un beneficio oculto en la medida que $\sigma > 1$. Este beneficio extra vuelve a la condición de incentivos de la Ecuación 3.5 más difícil de satisfacer dado que existe una mayor renta disponible para ser capturada. En otras palabras, ni bien el gobierno note que $\sum_{t=i}^{\infty} BB_t \times \delta_t^t$ es mayor que el previsto en la función de pagos, los incentivos a reducir tarifas se incrementan. De acuerdo con Jakobsen (2006), a mayor ganancia inicial, mayor el estímulo para capturarla. Por lo tanto, levantar el supuesto de inversiones efectivas (supuesto IX) podría incrementar aún más el riesgo de *hold-up*.

3.4 Ilustración del modelo: el sistema de transporte de gas natural argentino

En términos del modelo propuesto, existe evidencia a favor del problema de *hold-up* en el sector del transporte de gas natural de alta presión. Los gasoductos son infraestructuras altamente especializadas, presentando especificidad de lugar y dedicación (Williamson, 1983). En otras palabras, esta clase de infraestructuras no puede ser movida ni utilizada para otro propósito que no sea el transporte de gas natural. Es decir, el atributo de especificidad puede derivar en un problema de *hold-up* dado que la compañía operadora del servicio no puede utilizar la estructura para otros fines o mercados.

Con respecto a la Ecuación 3.5 evaluada en el año de la implementación de la ley de Emergencia Pública (2002), el lado izquierdo exhibe un bajo valor descontado debido al tiempo insumido por el pleito en el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI). Por ejemplo, los casos de *Enron*, *Total* y *CMS Gas* fueron resueltos entre el 2013 y el 2017⁶³. Aunque la fecha exacta del laudo no puede ser estimada con anticipación, existe evidencia acerca de la dilación de estos procesos arbitrales (Raviv, 2014). En otras palabras, pudo haberse previsto que las sanciones económicas por incumplimiento no fuesen aplicables en el corto plazo ($FPC_t = 0 \forall t \leq 2003$). Conjuntamente, una declinación temporaria de la demanda doméstica de gas debido a la recesión económica de la época (ENARGAS, 2002) pudo haber implicado que no fueran necesarias nuevas inversiones en el corto plazo ($I_t = 0 \forall t \leq 2003$).

Por otra parte, mantener el precio de la energía bajo control puede ser considerado como el beneficio de haber roto el contrato. Luego de la devaluación de

⁶³ Ver sección 2.4.3

2002, inmovilizar las tarifas de la energía sirvió como un mecanismo para atenuar el proceso inflacionario puesto que la energía, y en especial el gas natural, constituye un insumo generalizado en cualquier actividad económica (UNIREN, 2002). Este mecanismo de congelamiento implicó también la transferencia de renta en términos reales desde las compañías de transporte a los consumidores, a cuenta de la creciente inflación en costos. De esta manera, los precios congelados de la energía pudieron haber menguado los efectos de la inflación luego de la crisis económica.

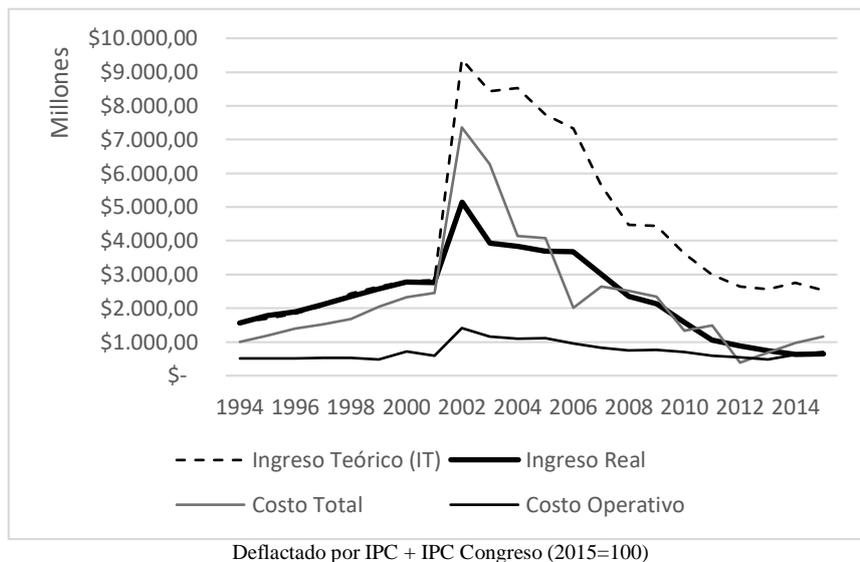
El lado derecho de la Ecuación 3.5 evaluada en $t = 2002$ revela el valor de *hold-up* para el gobierno. De acuerdo a la licencia otorgada en 1992, las tarifas estaban establecidas en dólares y debieron ajustarse luego de la derogación de la ley de Convertibilidad a principios de 2002. El valor teórico de ingresos IT_t fue estimado mediante el ingreso promedio en dólares estadounidenses (US\$) anterior a la devaluación (Ecuación 3.15), es decir, en el rango 1993-2001.

$$IT_t = \bar{p} \times q_t \quad (3.15)$$

Así, IT_t sería superior para cada nivel de ingreso real desde 2002 en adelante⁶⁴ (Figura 3.3).

⁶⁴ Es necesario reconocer que, si las tarifas hubiesen aumentado en la magnitud estimada, la cantidad transportada habría sido menor, reduciendo con ello el ingreso teórico. Además, se reconoce que el último ajuste por inflación en los estados contables fue realizado en el año 2003. Esta falta de ajuste tiene un impacto severo en el costo total porque, por ejemplo, las depreciaciones conformaban el 46% de los costos de explotación en 2001.

**Figura 3.3 – Ingreso teórico vs. Ingreso real en \$ a precios constantes.
Transportadora de Gas del Norte S.A.**



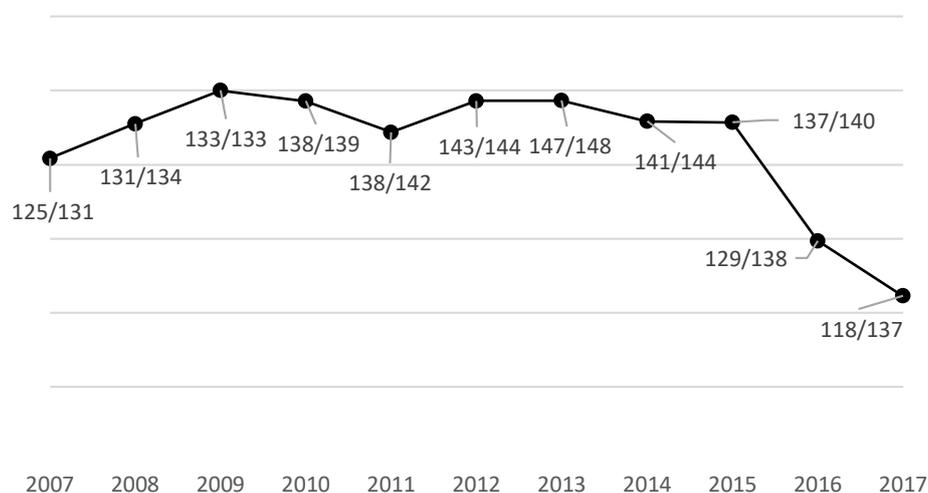
Deflactado por IPC + IPC Congreso (2015=100)

Fuente: elaboración propia basado en la Memoria y Estados Contables de Transportadora de Gas del Norte S.A. (1994-2015)

El factor de descuento subjetivo $\alpha^{1-\rho_t}$ está constituido por variables no observables. No obstante, el comportamiento oportunista α puede ser aproximado por un índice que evalúe el respeto del gobierno por las instituciones. Es decir, la tendencia a desviarse de las estructuras y acuerdos preestablecidos.

En este estudio en particular, se seleccionó el índice “*Global Competitiveness Index*” (GCI) del *World Economic’s Forum*. Más precisamente, el subíndice de Confianza Pública en los Políticos, que mide la percepción social sobre los estándares éticos de los políticos, fue utilizado para revelar el nivel de oportunismo político argentino en comparación con otros países (Figura 3.4). Teniendo en cuenta el número de sujetos en la muestra, Argentina se encuentra en las últimas posiciones desde que el informe fue publicado por primera vez (World’s Economic Forum, 2017). Cabe aclarar que mientras más baja sea la posición en el ranking, peor es la percepción de los estándares éticos de los políticos.

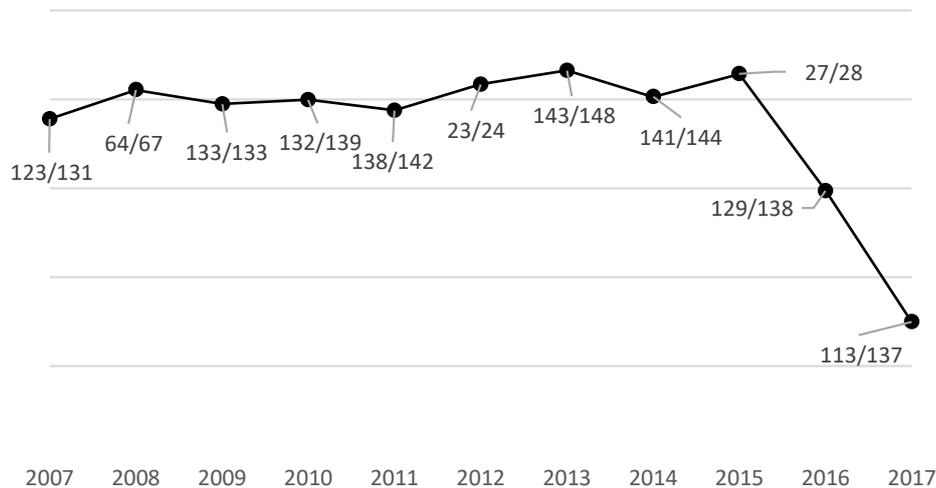
Figura 3.4 – *Global Competitiveness Index*: Confianza Pública en los Políticos. Posición argentina en el ranking (2007-2017)



Fuente: elaboración propia en base a la base de datos histórica del *Global Competitive Index 2007-2017*, *World’s Economics Forum*

El análisis del oportunismo se complementa con el índice referido a calidad institucional. GCI proporciona un indicador de institucionalidad, el cual denota una alta fragilidad para el caso argentino (Figura 3.5). Especialmente, se destacan la falta de independencia del poder judicial, la malversación de fondos y la implementación de políticas públicas que benefician a individuos o grupos aliados.

Figura 3.5 – Global Competitiveness Index: 1er pilar – Instituciones (2007-2017)



Fuente: elaboración propia en base a la base de datos histórica del *Global Competitive Index 2007-2017*, *World's Economics Forum*

Este ranking puede dar una idea del ordenamiento de los sujetos en la muestra, pero no es apto para proveer nociones de magnitud. En este sentido, se han hecho esfuerzos significativos en la elaboración de índices que miden la independencia regulatoria en América Latina, tales como el de Trillas and Montoya (2011) para el servicio de comunicaciones. Un valor bajo del índice de Vulnerabilidad Política para los años 1990-2004 indicaría que la autoridad de regulación podría ser vulnerable a las demandas de los partidos gobernantes. Países tales como Uruguay, Brasil o Méjico presentan valores iguales a 1. Sin embargo, Argentina solo alcanzó un valor de 0.33, el cual la ubica en una de las peores posiciones de la muestra. A partir de los índices analizados, se puede concluir que existen signos de debilidad institucional, falta de independencia regulatoria e indicios de un nivel elevado de oportunismo (α).

Respecto a la posibilidad de que el oportunismo fuese atenuado mediante la variable de sensibilidad ρ_t , debe recordarse que el país se encontraba inmerso en una

atmósfera de hostilidad generalizada contra todos los partidos políticos (Dinerstein, 2003). De hecho, luego de la renuncia del Presidente Fernando De la Rúa, hubo otros 3 presidentes interinos en un lapso de sólo 11 días. En este contexto, pudo haber existido una razonable sensación de inseguridad respecto a la continuidad de cualquier administración que les sucediera. Quienes tomaron provisoriamente el poder a inicios de 2002 tenían una duración en el cargo prevista hasta mediados de 2003, fecha en que el mandato de De la Rúa hubiese concluido. Consecuentemente, con el fin de estabilizar la economía y ante la incertidumbre respecto a la continuidad en el poder, cualquier consecuencia negativa luego de 2003 relacionada con la ruptura de contratos pudo haber sido subjetivamente subestimada ($\rho_{2003+} \rightarrow 0$).

En definitiva, un elevado nivel de oportunismo α y ρ_t cercano a cero luego de 2003 sugiere que $\delta_{2002} > \delta_{2003+}$. Dado que los costos de ruptura de contrato eran cercanos a cero antes de 2003 mientras que los beneficios de romper el acuerdo eran positivos por la falta de ajuste, la percepción de un bajo valor descontado de los costos en relación a los beneficios podría haber desencadenado la decisión de congelar tarifas en 2002 (Ecuación 3.16). No obstante, hay que reconocer que hubo dos intentos de actualizar las tarifas por medio de decretos (D. 2437/2002 y D. 120/2003). Sin embargo, ambos decretos fueron suspendidos por vía judicial debido a que el gobierno de turno no llamó a audiencias públicas para recomponer las tarifas.

$$BC_{2002} \times \delta_{2002} + \sum_{t=2003}^{\infty} BC_t \times \delta_t^{t-2002} \leq BB_{2002} \times \delta_{2002} + \sum_{t=2003}^{\infty} BB_t \times \delta_t^{t-2002} \quad (3.16)$$

Finalmente, de acuerdo a los informes de la Sindicatura General de la Nación (SIGEN) y de la Auditoría General de la Nación (AGN), ambas compañías operadoras estaban acusadas de haber inflado costos (UNIREN, 2004). En referencia a la extensión del modelo con inversiones inefectivas, los informes indican que los costos

comprometidos serían estrictamente superiores a los costos basado en información privada del inversor (Ecuación 3.12).

Además, la UNIREN enfatizó que las tarifas superaban el “valor justo y razonable”. Sumado a esto, el organismo consideró que el pago para la adquisición de las dos compañías en 1992 había sido efectuado mediante bonos tomados a un mayor valor respecto del precio al que habían sido previamente adquiridos (Kozulj, 2000). Aun así, este retorno implícito fue omitido al momento de fijar las tarifas. En otras palabras, en sus cálculos del valor actual infirió que el retorno sobre la inversión verdadero era superior al que se había fijado por contrato (r), el cual ya era elevado para atraer inversores (Azpiazu y Schorr, 2001). Entonces, la existencia de contratos con inversiones inefectivas junto con una tasa de retorno mayor a la pactada en el contrato fue usado por los negociadores del gobierno como razón adicional para mantener las tarifas congeladas.

3.5 Comentarios finales

El objetivo de este capítulo es analizar los incentivos que llevan a los gobiernos a quebrantar los contratos con empresas reguladas de servicios públicos. Una posible explicación radica en la preferencia de algunos gobiernos por políticas que mejoran su desempeño electoral sobre aquellas que son óptimas para la sociedad en el largo plazo. Esta inconsistencia temporal es explicada a través de un juego repetido utilizando una variable de estabilidad política ($\alpha^{1-\rho_t}$). Adicionalmente, las inversiones inefectivas pueden reforzar el riesgo de *hold-up* en infraestructuras. Esta reacción ocurriría porque el costo total real podría ser menor que el acordado inicialmente. Por lo tanto, el gobierno podría estar tentado a capturar este mayor beneficio. Desde el

punto de vista empírico, se ha ilustrado un posible argumento para el desencadenamiento de un proceso prolongado de *hold-up* en el sistema de transporte de gas natural argentino. La evidencia sugiere que los elementos que componen el peor escenario para el inversor tuvieron lugar a comienzos de 2002 y varios de ellos han persistido por más de una década.

El hecho de que el sistema regulatorio argentino esté expuesto a la problemática del riesgo político podría explicar la integración vertical “de hecho” que se ha verificado a lo largo de la historia de las compañías y con mayor intensidad luego de 2002. La razón radica en que las compañías del mercado energético tienen un interés concreto en que las empresas de transporte, que son estratégicas en la cadena de suministro, continúen en marcha.

Finalmente, un tópico desafiante para futura investigación consiste en llevar a cabo otros estudios de caso representativos para calibrar los parámetros de oportunismo con mayor precisión. Además, otra extensión posible de este modelo podría considerar múltiples compañías reguladas. Si existieran dos o más empresas de estas características, quebrantar el contrato de una de ellas podría impulsar una retracción de las inversiones de las restantes, desencadenando luego un resultado similar ante la presencia de inversiones inefectivas. A partir de la verificación concreta de una actitud oportunista, las otras compañías podrían reconocer una amenaza concreta. Consecuentemente, esta situación podría desalentar inversiones futuras en las otras actividades con vistas a compensar el mayor nivel de riesgo percibido.

Capítulo 4

***Hold-up* y sus efectos sobre la eficiencia en costos en las empresas de transporte de gas natural**

Resumen del capítulo

El presente capítulo tiene como objetivo evaluar la incidencia del problema de *hold-up* sobre la eficiencia operativa en costos de las empresas de transporte de gas natural argentinas. Para ello, se aplicó la técnica de Frontera Estocástica en costos a un panel de 8 empresas latinoamericanas y europeas transportadoras de gas durante el período 2005-2016. Luego, los niveles de eficiencia estimados fueron regresados en un modelo de panel de datos para detectar la posible correlación entre el nivel tarifario, la situación de *hold-up* y la ineficiencia en costos. El modelo fue expuesto en la disertación titulada *Efficiency and the Hold-up Problem in Regulated Industries: Empirical Evidence on the Natural Gas Transport Industry* (De Meio et al., 2018).

4.1 Introducción

El tercer capítulo introdujo la noción de *hold-up*⁶⁵ en servicios públicos regulados y se describieron los incentivos que tuvo el gobierno para violar los contratos del servicio de transporte de gas natural en Argentina. Los efectos directos e indirectos han sido diversos: falta de inversión para adecuar la estructura a los nuevos requerimientos de la demanda, endeudamiento progresivo e insostenible de las empresas con tarifas desactualizadas, restructuración de deuda, juicios a la Nación frente a organismos multilaterales como el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI), intervención en la dirección de Transportadora de Gas del Norte, entre otras. No obstante, la inexistencia de evidencia empírica entre el problema de *hold-up* y la eficiencia de la operación cotidiana constituye un tema de discusión relevante, habida cuenta que el esquema de incentivos que brindan los precios -en este caso, congelados- pueden desencadenar cambios en las decisiones de corto plazo de diversa índole.

Si el problema de *hold-up* implica subinversión, tal como prescribe la teoría, sería previsible que la operación de los gasoductos resultara afectada por el potencial deterioro de los activos, originando mayores costos debido a la obsolescencia. Pero, por otro lado, la restricción en los ingresos puede incentivar a los operadores a maximizar el uso de recursos minimizando costos. Resulta interesante, entonces, evaluar la relación entre *hold-up* y la performance operativa e intentar identificar si esta situación afectó la eficiencia operativa de las empresas argentinas de transporte de gas.

⁶⁵ El *hold-up* es un problema central en la teoría de contratos. Surge a partir de la imposibilidad de celebrar contratos completos en el sentido que puedan prever todos los acontecimientos en el largo plazo. Esta dificultad puede originar comportamientos oportunistas que inhiben transacciones (Hart y Moore, 2007).

Para ello, el estudio se desarrolló en tres etapas. Inicialmente, se seleccionó una muestra de empresas de distintos países respetando el criterio de homogeneidad en la información. Esta característica permitió la comparabilidad de los datos en virtud de criterios de exposición contables similares para las series anuales 2005-2016. Luego, se procedió a estimar la eficiencia en costos de las compañías seleccionadas utilizando la técnica de frontera estocástica (SFA) para panel de datos. La variedad de especificaciones del modelo condujo a la obtención de distintos ordenamientos en función del grado de eficiencia. Seguidamente, se evaluó la posible incidencia del *hold-up* a partir de los niveles de eficiencia obtenidos en la etapa precedente. Las distintas especificaciones permitieron vislumbrar los efectos a corto plazo del *hold-up* de acuerdo a los componentes del costo en cada modelo.

El capítulo se estructura de la siguiente forma: inicialmente se describe la metodología aplicada para el análisis de la eficiencia y se exponen algunos artículos aplicados al sector energético. Luego, se presenta el análisis descriptivo de la muestra y los ajustes a la información contable. A continuación, se detalla el modelo propuesto y se exponen los resultados obtenidos. Finalmente, se sintetizan las conclusiones centrales y se ofrece una breve discusión.

4.2 Metodología

El análisis de ineficiencia comenzó con los estudios de Farrell (1957) sobre medición de productividad. Farrell definió la eficiencia utilizando el concepto de distancia entre insumos utilizados y producto obtenido entre distintas empresas (Debreu, 1951). Mediante el uso de programación lineal para calcular la frontera en forma determinística, el autor evaluó el desempeño del sector agropecuario

estadounidense y sentó las bases para el desarrollo futuro de las técnicas de medición de eficiencia.

De la idea de distancia detallada anteriormente, los distintos trabajos que le continuaron han planteado la eficiencia técnica (TE) como el cociente entre los valores reales de producción generados por una empresa y el valor teórico eficiente⁶⁶ (Ecuación 4.1).

$$TE = \frac{E(y|u \geq 0, x)}{E(y|u = 0, x)} \quad (4.1)$$

En 4.1 y es un vector que representa las unidades de producto final a partir de la matriz de insumos x . Cabe destacar la importante función de la variable $u \geq 0$, cuyo valor indica el grado de eficiencia (a mayor valor, mayor ineficiencia) y, por ello, $TE \leq 1$. De igual manera, la eficiencia en costos (CE) revela la relación entre los costos totales reales y el costo total teórico mínimo (Ecuación 4.2). Siguiendo una forma similar a la Ecuación 4.1, c es el vector de costo total, p es el vector de precios de los insumos y q es la escala de producción.

$$CE = \frac{E(c|u \geq 0, p, q)}{E(c|u = 0, p, q)} \geq 1 \quad (4.2)$$

Existen distintas metodologías para medir la eficiencia. Las técnicas que estiman la frontera tecnológica puede clasificarse según sean paramétricas, semi-paramétricas o no paramétricas. Entre las últimas se pueden nombrar al Análisis Envolverte de Datos o *DEA* (Charnes et al., 1978), y *Free Disposal Hull* (Deprins et al., 1984). Si bien ambos métodos recrean la función de producción subyacente

⁶⁶ Mientras que el numerador contiene a los valores observados de costos, el denominador comprende los valores estimados condicionales a que $u = 0$. Por lo tanto, el ratio CE mensura ineficiencia en lugar de eficiencia.

utilizando programación lineal, la segunda técnica busca disminuir el impacto de valores atípicos sobre la forma de la frontera. Respecto a los modelos semi-paramétricos, se destacan las Redes Neuronales Artificiales (ANNs) cuando la forma de la función de producción no es conocida o no concuerda con la forma de las funciones linealizables normalmente utilizadas. Entre las técnicas paramétricas, el Análisis de Frontera Estocástica (SFA) es utilizado ampliamente por su solidez teórica y su capacidad de diferenciar entre ineficiencia y ruido blanco.

El desarrollo de Aigner et al. (1976) es considerado como el antecedente de SFA. La técnica propuesta consistió en asignar pesos de distinta magnitud a los errores de estimación tanto positivos como negativos. Tales pesos podían ser conocidos o estimados junto con los restantes parámetros del modelo, pero Kumbhakar y Lovell (2003) sostienen que no se han encontrado evidencias de que la estimación de este último modelo haya sido realizada. De todas formas, Aigner et. al (op. cit.) introdujeron la noción de errores asimétricamente ponderados que inspiraría el desarrollo de SFA.

Frontera Estocástica fue propuesta simultáneamente por Meeusen y Van den Broeck (1977), Aigner et al. (1977) y Battese y Corra (1977). Estos trabajos presentaron una estructura similar respecto al término de error compuesto, es decir, la combinación de una variable que mide la eficiencia y otra de tipo ruido blanco. Los primeros modelos fueron desarrollados para medir la eficiencia productiva y, en términos generales, siguieron la forma en Ecuación 4.3.

$$y = f(x, \alpha, \beta) \times e^{v-u} \quad (4.3)$$

En 4.3 y es un vector $n \times 1$ que representa las unidades de producto final⁶⁷ obtenidas a través de una función de producción $f(x, \beta)$, donde x es la matriz $n \times j$ de insumos. Además, α y β son vectores el vector de parámetros tecnológicos. Esta función puede entenderse como aquella que produce la cantidad óptima para una tecnología dada. La diferencia entre la producción real (y) y la producción teórica indicada por $f(\cdot)$ es explicada por el componente de error compuesto e^{v-u} . Este último término se compone de un elemento de error aleatorio $v \sim \text{idd}(0, \sigma_v^2)$ y un componente que hace referencia a la eficiencia técnica ($TE = e^{-u}$), donde u (vector $n \times 1$) posee media μ y varianza σ_u^2 . Esta última variable puede seguir distintas distribuciones posibles: normal truncada (Aigner et al., 1977), exponencial (Meeusen y Van den Broeck, 1977) o media normal (Stevenson, 1980). Independientemente de la distribución asociada de u , la estimación de los parámetros del modelo (α , β , σ_v^2 y σ_u^2) requieren de la estimación por máxima verosimilitud⁶⁸ debido a la complejidad de la distribución del término de error conjunto.

Si bien la técnica se originó en base a la medición de eficiencia técnica, un análisis similar fue realizado para cuantificar la eficiencia en costos (Coelli et al., 2005). La Ecuación 4.4 describe la función de costos, donde ct ($n \times 1$) indica el costo total real de producción, p es el vector $n \times j$ de precios de j insumos, q ($n \times 1$) es la cantidad producida o escala de producción y β los parámetros tecnológicos.

$$ct = f(p, q, \beta) \times e^{v+u} \quad (4.4)$$

La diferencia en esta versión de costos respecto a la de producción yace en el signo aditivo en el término de error compuesto. En términos de eficiencia productiva,

⁶⁷ Supone un solo producto por cada firma.

⁶⁸ La técnica de máxima verosimilitud maximiza la función de probabilidad conjunta acumulada de las variables v y u .

la máxima cantidad a producir es la descrita por la frontera de producción y, por ende, cualquier valor real que sea ineficiente va a estar por debajo de dicha función. Analíticamente, este concepto equivale a $y \leq f(x, \beta)e^v$. Por lo tanto, el componente de ineficiencia técnica debería reducir el lado derecho de la inecuación para lograr la igualdad. Es decir, $e^{-u} = 1/e^u \leq 1$. En la función de costos el análisis es inverso. Cualquier empresa no eficiente produce por encima del costo mínimo eficiente. En otras palabras, dado que $ct \geq f(p, q, \beta)e^v$, el término de ineficiencia en costos debe acrecentar el lado derecho de la inecuación para lograr la igualdad ($e^u \geq 1$).

Considerando que la función de producción es potencialmente no lineal en los parámetros, resulta conveniente la linealización de la expresión $f(\cdot) \times e^{v \pm u}$ para resolver por máxima verosimilitud. De hecho, Meeusen y van Den Broeck utilizaron la función de producción Cobb-Douglas en su modelo primitivo. Por su parte, Kumbhakar (1991; 1997) propuso la función Logarítmico Trascendental (*translog*) para su variante en costos. La ventaja de utilizar cualquiera de estas formas funcionales radica en la posibilidad de linealizar las expresiones mediante el uso de logaritmos naturales. Por ejemplo, una función de costos Cobb-Douglas con j insumos (con sus respectivos precios) puede ser linealizada mediante logaritmos naturales (Ecuación 4.5).

$$\ln ct = \beta_0 + \beta_{-q}' \ln p + \beta_q \ln q + v + u \quad (4.5)$$

Respecto a la estructura de los datos bajo análisis, la técnica de panel de datos permite combinar información de corte transversal con la dimensión temporal. Esta característica permite identificar particularidades con relación a los individuos (Greene, 2003).

La especificidad individual es captada adoptando dos modalidades: efectos fijos o aleatorios. Ambas especificaciones hacen referencia a la existencia de

características en los individuos no observables e invariables en el tiempo⁶⁹. Un efecto fijo es aquel que captura elementos no observables, pero permanentes, inherentes a los individuos. El efecto fijo es atribuible a elementos definidos (cultura, estilos de gestión, historia, etc.). Por otra parte, los efectos aleatorios son impactos sobre la dependiente, que varían de un individuo a otro, pero que no pueden ser atribuibles a algún fenómeno en particular. De allí que sean estocásticos. Los efectos aleatorios junto con v_{it} conforman un término de error compuesto y por ello se requiere que no esté correlacionado con las variables explicativas, asumiendo que la covarianza entre las predictoras y las variables no observables es nula.

Battese et al. (1989) desarrollaron la variante de frontera estocástica para panel de datos con efectos aleatorios. Con esta metodología, se analiza la estructura de costos de cada empresa i para cada período de tiempo t (Ecuación 4.6)⁷⁰, donde u_i , indicadora del nivel de ineficiencia, sigue una distribución normal truncada en tanto solo puede tomar valores no negativos.

$$\ln ct_{i,t} = \beta_0 + \beta_{-q}' \ln p_{i,t} + \beta_q \ln q_{i,t} + v_{i,t} + u_i \quad (4.6)$$

La estimación de fronteras de costos requiere el cumplimiento del supuesto de homogeneidad de grado 1 en los precios (Coelli et al., 2005). Esto significa que si los precios de los insumos aumentan en una proporción λ , la función de costos se incrementa en la misma relación. Económicamente es posible garantizar el cumplimiento de este supuesto expresando los costos y los precios en función de un numerario. Alternativamente, sin recurrir a una especificación expresada en términos

⁶⁹Los efectos fijos pueden variar entre individuos o en el tiempo. En este caso, sólo se considera la primera opción.

⁷⁰ La variable $u_{i(t)}$ denota la existencia del subíndice temporal condicionada a la variabilidad de la ineficiencia en el tiempo.

de costos y precios relativos, se puede testear si en el modelo no restringido la suma de los coeficientes que acompañan a los precios de los insumos, β_q , es igual a 1.

A su vez, Battese y Coelli (1992) mejoraron la técnica permitiendo estimar la ineficiencia bajo dos modalidades. La primera de ellas fue considerarla como invariante en el tiempo. Esta modalidad implica que los valores estimados de u_i difieren entre individuos pero su valor permanece constante en el tiempo para cada individuo i . La segunda modalidad implica que la estimación de la ineficiencia varía en el tiempo, siendo $u_{i,t}$ distinto para cada individuo i y, a su vez, para cada período t . El valor de $u_{i,t}$ se obtiene según la Ecuación 4.7, donde η es un escalar que mide la evolución de eficiencia del conjunto de empresas en el tiempo y T es el período final.

$$u_{i,t} = u_i e^{-\eta(t-T)} \quad (4.7)$$

La elección entre un método u otro repercute en tres aspectos. En primer lugar, bajo la modalidad variante en el tiempo se introduce un nuevo coeficiente que describe la evolución de la ineficiencia (η). El signo de η revela si la eficiencia es creciente, decreciente o constante. Por ejemplo, si $\eta > 0$, el parámetro señala que la eficiencia evolucionaría positivamente. Por otro lado, si $\eta = 0$, el modelo se tornaría invariante en el tiempo.

Segundo, $\eta \neq 0$ implica que la estimación de la eficiencia en costos ($CE_{i,t}$) para cada individuo es diferente en cada momento t . A partir de la Ecuación 4.7, la estimación de $CE_{i,t}$ de la firma i en el momento t es obtenida a partir la esperanza condicional de $e^{u_{i,t}}$ respecto al término de error conjunto $\varepsilon_{i,t} = e^{(v_{i,t} + u_{i,t})}$ (Ecuación 4.8).

$$E(CE_{i,t} | \varepsilon_{i,t}) = E(e^{u_{i,t}} | \varepsilon_{i,t}) \quad (4.8)$$

El último aspecto a considerar es la consecuencia de la variabilidad de $CE_{i,t}$ respecto de la segunda etapa del análisis, es decir, en la búsqueda de la correlación entre ineficiencia y *hold-up*. Si la modalidad elegida es variante en el tiempo, la segunda etapa puede estimarse utilizando la técnica de regresión para panel de datos dado que la variable dependiente varía para cada individuo. Sin embargo, si el método es invariante en el tiempo, sólo es posible la estimación con datos de corte transversal debido a la falta de variabilidad temporal de la variable dependiente.

Existen otras formas funcionales más flexibles posibles de ser estimadas con fronteras de costos. En particular, una especificación popular es la translogarítmica (Coelli et al., 2005), que es una forma funcional más general que la Cobb-Douglas (Kim y Lee, 1996; Granderson y Lindvill, 1999; Granderson, 2000; Ferro et al., 2013). Normalmente, esta especificación es más adecuada en industrias multiproducto donde la curvatura de la función Cobb-Douglas podría no ser satisfactoria.

Respecto al tópico de frontera estocástica en general, se han escrito diversos artículos relacionados a la energía. Kopsakangas-Savolainen y Svento (2008, 2011) evaluaron la eficiencia en costos modelando la heterogeneidad observada y no observada del sistema de distribución de energía eléctrica finlandés para el período 1997-2002. Los autores encontraron que modelar ambos tipos de heterogeneidad mejora el ajuste del modelo. Por su parte, Hiebert (2002) estimó la eficiencia de plantas generadoras eléctricas en el período 1988-1997, encontrando que la misma se ve afectada por la forma de propiedad y los incentivos originados por el tipo de regulación.

En relación al gas natural, los artículos relacionados al sector de transporte de alta presión son escasos, no así los referidos a otros eslabones de la cadena de

suministro. Por ejemplo, Farsi et al. (2007) midieron la eficiencia en costos en el sector de distribución suizo entre 1996 y 2000, encontrando oportunidades de reducción de costos a partir de la reducción de ineficiencias. El trabajo se destaca, también, por una detallada referencia a artículos previos sobre el sector. Entre ellos, Bernard et al. (1998) ha considerado al factor de carga y longitud de las cañerías como los determinantes de mayor importancia para caracterizar la escala de producción.

Debido a la relación con la temática tratada en este capítulo, deben destacarse los trabajos de Sickles y Streitwieser (1992) y Rossi (2001). El primer trabajo analiza los niveles de ineficiencia técnica en 14 empresas de transporte de gas natural estadounidenses durante la aplicación de la denominada *Natural Gas Policy Act* (1978), abarcando el período 1977-1985. El artículo subraya el cambio de un régimen desregulado a uno regulado. Esta norma introdujo un esquema de precios máximos para las compañías interestatales e intraestatales que, según los autores, ocasionó una disminución en los niveles de eficiencia. Por su parte, Rossi (op. cit.) planteó un modelo de frontera estocástica de costos para el sector de distribución de gas en Argentina luego de la introducción de la Ley de Convertibilidad (Ley n° 23.928). A diferencia de Sickles y Streitwieser (op. cit.), el mercado argentino de distribución pasó de ser estatal a privatizado-regulado. Se analizó una muestra de 8 empresas para los años 1993-1997. El autor encuentra evidencias acerca de un aumento en la productividad de las empresas privatizadas y un corrimiento de la frontera en este sentido. Los resultados obtenidos serían válidos tanto para la muestra en general como para cada firma en particular.

Respecto al análisis propuesto en el presente capítulo, el enfoque no sólo se diferencia en cuanto al estudio de un eslabón distinto de la cadena del gas natural, sino también en el período de tiempo y en las empresas que integran la muestra.

Mientras que en los artículos citados se incluían compañías que operaban en un mismo país o mercado, la muestra de este trabajo comprende unidades productoras sometidas a distintos esquemas regulatorios lo que admite evaluar el efecto del *hold-up* sobre la eficiencia en costos.

4.3 Fuentes de información

Las empresas que conforman la muestra fueron seleccionadas en función de los informes contables públicos disponibles. Estos balances son confeccionados de acuerdo a las normas contables vigentes de los países de cada firma.

Los requisitos que debía cumplir la información de una entidad para su incorporación a la muestra fueron los siguientes:

- Dedicación principal a la actividad de transporte de gas, exclusiva o semi-exclusiva.
- Estar bajo el control de un agente regulador.
- Cantidad suficiente de balances, de modo de obtener un tamaño de muestra suficiente. El número de períodos se ha visto limitado por la disponibilidad de datos.
- Información discriminada sobre gastos de mano de obra, intereses pagados y depreciación de los activos fijos.
- Datos técnicos sobre la producción anual, personal contratado y las dimensiones de la red (en kilómetros).

Se logró conformar un panel de datos de 8 empresas para el período 2005-2016. La muestra está integrada por las compañías detalladas en la Tabla 4.1⁷¹.

Tabla 4.1 – Listado de empresas transportadoras de gas natural

Empresa	Origen
Transportadora de Gas del Norte (TGN)	Argentina
Transportadora de Gas del Sur (TGS)	Argentina
Fluxys (FLUXYS)	Bélgica
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG)	Brasil
Enagás (ENAGAS)	España
National Grid (NATIONAL GRID/NATIONAL)	Gran Bretaña
Gasunie (GASUNIE)	Holanda
Snam (SNAM)	Italia

Snam, *National Grid* y *TGS* desarrollan actividades adicionales que implican inversiones de capital en procesos productivos distintos a los de transporte. No obstante, la información provista en los estados contables de tales compañías permitió aproximar los costos de la actividad de transmisión. Es decir, el costo total fue ajustado por los costos operativos y amortizaciones de las actividades no relacionadas al transporte a partir de la información por segmentos. Si bien permanecen incluidos en el costo total aquellos elementos no atribuibles a un segmento en particular (gastos de administración o comercialización), es posible comparar los resultados del modelo

⁷¹ Dado que esta tecnología se constituye como el medio de transporte de gas más utilizado y técnicamente más eficiente, sería razonable esperar que un mayor número de empresas integrase la presente muestra. A los efectos de clarificar este punto, en el Anexo D se detallarán los motivos de la exclusión de compañías emblemáticas de este sector en el mundo.

general contemplando este ajuste y agregando variables que capturen esta circunstancia.

Las variables cuantitativas extraídas de los estados contables se encuentran resumidas en la Tabla 4.2. Resumidamente, $GasTransportado_{i,t}$ computa el volumen de gas transportado; $KmGasoducto_{i,t}$ mide la distancia de las cañerías en kilómetros; $TasaInteres_{i,t}$ es la tasa de interés obtenida a partir de los intereses pagados y el pasivo promedio de cada período; y $SalarioMedio_{i,t}$ es el salario promedio obtenido a partir de los gastos en personal y el número de empleados reportado. Además, $COF_{i,t}$ revela el costo operativo total incluyendo costos financieros, mientras que $CO_{i,t}$ sólo reporta costos operativos. Un mayor detalle de las variables cuantitativas será brindado en la sección siguiente.

Los cambios en el desvío estándar de las variables listadas obedecen en mayor medida a variaciones entre las empresas (*between*) más que a variaciones dentro de cada unidad productiva (*within*). Esto justifica el uso de un modelo de efectos aleatorios en tanto explota ambas fuentes de variación⁷².

⁷² El modelo de efectos fijos basado en el estimador *within* sólo considera la variación intra-individuo.

Tabla 4.2 – Estadística descriptiva de las variables cuantitativas

Variables	Media	SD	Min	Max
$GasTransportado_{i,t}$ (en MMm ³)	52.563,09	38.830,70	7989,85	140.000,00
$KmGasoducto_{i,t}$	10.472,53	8.794,85	2.593,00	32.534,00
$TasaInteres_{i,t}$	0,049969	0,026430	0,016509	0,140351
$SalarioMedio_{i,t}$ (en U\$\$)	95.580,16	36.453,42	25.781,79	183.849,00
$COF_{i,t}$ (en miles de U\$\$)	506.750,00	380.554,00	85.800,00	1.450.000,00
$CO_{i,t}$ (en miles de U\$\$)	351.871,00	253.323,00	30.300,00	942.000,00

4.4 Modelo

El análisis se inicia con la estimación de los niveles de ineficiencia utilizando la técnica de frontera estocástica para panel de datos. Luego, habiendo obtenido el valor de la eficiencia en costos para cada empresa ($CE_{i,t}$) y su correspondiente ordenamiento, se evaluó la relación del *hold-up* con los niveles de ineficiencia estimados.

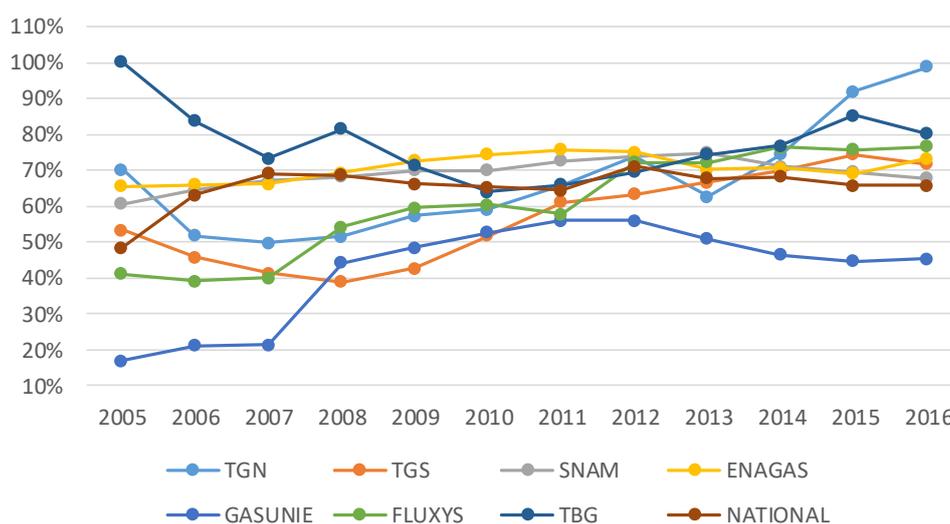
La primera etapa consiste en estimar el modelo general basado en la función Cobb-Douglas⁷³ según la Ecuación 4.6. Para enfocar el estudio, es preciso definir el valor de costos para luego detallar los insumos del modelo propuesto.

⁷³ En este caso, no se estima una especificación traslogarítmica porque el sector brinda un único servicio disipando los problemas de curvatura. Además, al contener los productos cruzados de precios y variables de escala, la especificación traslogarítmica consumiría grados de libertad innecesariamente.

La variable dependiente tiene en cuenta únicamente costos erogables. La misma surge de contemplar sólo aquellos gastos operativos ($CostoOperativo_{i,t}$) devengados en el período que implican salidas de dinero. Por lo tanto, la depreciación de activos fijos ($Depreciacion_{i,t}$) fue deducida del costo operativo ($CostoOperativo_{i,t}$) para evaluar únicamente la variabilidad de los costos corrientes.

Por otra parte, se estimaron 2 modelos de SFA en base a variaciones de la variable dependiente. Como se observa en el Figura 4.1, el apalancamiento medio de las industrias ($Deudas/Activos$) es relativamente elevado. Según Myers (1977), las industrias intensivas en capital y con alto apalancamiento operativo tenderían a niveles elevados de deuda.

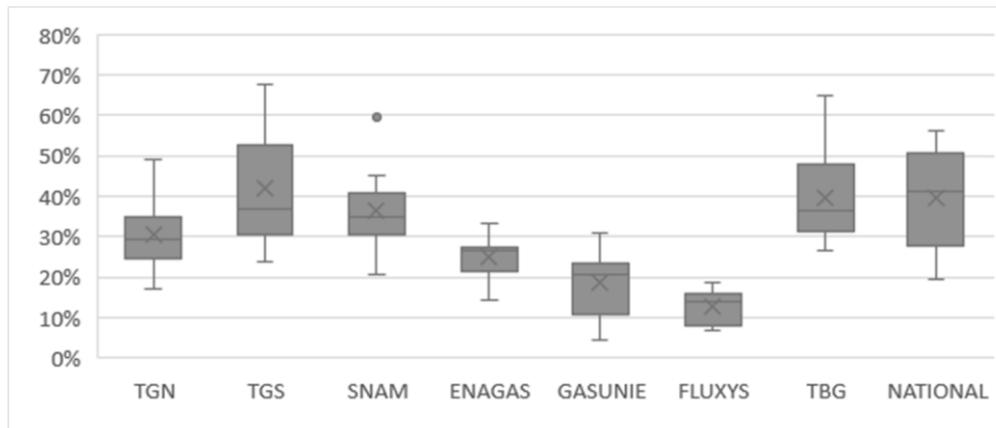
Figura 4.1 – Ratio Deuda/Activos



Fuente: elaboración propia en base a los estados contables de la muestra

Dado el alto apalancamiento medio, el componente financiero de las empresas de la muestra exhibe una alta participación en los estados de resultados respecto al total de los costos erogables (Figura 4.2).

Figura 4.2 – Participación de los costos financieros en los resultados erogables totales



Fuente: elaboración propia en base a los estados contables de la muestra

Bajo esta circunstancia, se ha analizado el efecto de *hold-up* sobre la ineficiencia desde dos puntos de vista. En primer lugar, el Modelo 1 (Ecuación 4.9) ha sido constituido por los costos operativos erogables totales ($COF_{i,t}$). Por otra parte, en el Modelo 2 (Ecuación 4.10) sólo se analizaron los costos erogables puramente operativos ($CO_{i,t}$).

$$COF_{i,t} = CostoOperativo_{i,t} - Depreciacion_{i,t} + InteresesPagados_{i,t} \quad (4.9)$$

$$CO_{i,t} = CostoOperativo_{i,t} - Depreciacion_{i,t} \quad (4.10)$$

El lado derecho de SFA describe las variables explicativas del modelo (Tabla 4.3).

Tabla 4.3 – Descripción de las variables explicativas de SFA

Variable	Descripción
$GasTransportado_{i,t}$	MMm ³ /año de gas natural transportado por la empresa i en el período t .
$SalarioMedio_{i,t}$	Costo medio de la mano de obra en dólares de la empresa i en el período t .
$TasaInteres_{i,t}$	Tasa de interés media de los pasivos de la empresa i en el período t .
$KmGasoducto_{i,t}$	Kilómetros de cañerías de la empresa i en el período t .
$OtraActividad_{i,t}$	1 si la empresa i posee otra actividad minoritaria ajena al transporte (ej. refinería, distribución) en el período t .
$OtroPais_{i,t}$	1 si la empresa i posee actividades permanentes en otro país distinto al de la casa central en el período t .
$IdEmpresa_i$	Variable dummy indicadora de cada empresa i .

El vector de precios se encuentra constituido esencialmente por el salario medio anual por trabajador ($SalarioMedio_{i,t}$) y la tasa de interés ($TasaInteres_{i,t}$) del promedio de la deuda anual. En caso que la suma de los coeficientes que acompañan a los precios no sea unitaria, el salario medio es utilizado como numerario. Los costos totales de mano de obra incluyen la totalidad de los costos laborales de empleados directos y tercerizados. Luego, esta masa salarial fue dividida por la cantidad de trabajadores para obtener el costo laboral promedio por trabajador. Se espera que los signos de todos los coeficientes de precios sean positivos dado que a mayor precio del insumo, mayor costo total.

La inclusión de $KmGasoducto_{i,t}$ refleja una aproximación a la capacidad operativa de la red y, por ende, a la escala de producción. Esta variable tiene como objetivo captar la incidencia de los costos relacionados al tamaño del gasoducto

(gastos de mantención, materiales). Al igual que los precios, la variable de capacidad debería tener signo positivo puesto que una mayor estructura origina mayores costos absolutos.

La variable $GasTransportado_{i,t}$ contabiliza el caudal transportado en el año (representando a la variable q en la Ecuación 4.4) y se espera que el signo sea positivo. Si hubiese una mayor actividad, existe la posibilidad que se incrementen los costos vinculados a un mayor desgaste.

Para transformar los valores de cada balance a su importe en dólares se utilizó la cotización promedio anual. De esta forma se procuró minimizar el efecto de las devaluaciones próximas a las fechas de cierre de balance.

Siguiendo la forma canónica de la función *Cobb-Douglas*, se introdujo una variable tecnológica $A_{i,t}$ que describe el costo mínimo de cada empresa asociado a diversas características propias (Ecuación 4.11). En este sentido, Farsi et al. (2005) observa que los efectos aleatorios subyacentes en la especificación de Battese y Coelli (1992) no suelen ser satisfactorios para modelar la heterogeneidad en industrias de red y ello justifica la necesidad de introducir un modo más taxativo de modelar los efectos fijos, por ejemplo, mediante variables dummies.

$$A_{i,t} = e^{\alpha_1 OtraActividad_{i,t} + \alpha_2 OtroPais_{i,t} + \alpha_3 IdEmpresa_i} \quad (4.11)$$

$OtraActividad_{i,t}$ es una variable binaria que captura información respecto a actividades secundarias que no están relacionadas con el transporte. Si bien la información de costos ha sido ajustada para reflejar únicamente los costos operativos relacionados a la transmisión, los gastos generales pueden verse afectados por una mayor dimensión de las administrativas. En particular, TGN posee una planta de separación de líquidos del gas natural que son comercializados en un mercado

desregulado. Por otra parte, NATIONAL GRID y SNAM absorbieron la rama de distribución en 2009 y 2008 respectivamente, y las escindieron en 2015. En todos los casos descritos, los valores imputados en el modelo corresponden únicamente a la actividad de transporte. De todas formas, el signo esperado para $OtraActividad_{i,t}$ debería ser positivo dado que a mayor número de actividades, mayores gastos de coordinación o de la administración central.

$OtroPais_{i,t}$ es otra variable binaria que indica si la compañía tiene operaciones de carácter permanente en otros países. Además de TBG, cuya operación es desarrollada en Bolivia y Brasil, las compañías europeas continentales tienen un alto nivel de inversión fuera del país de origen, controlando redes en países limítrofes o efectuando tareas de operador técnico en varios continentes. A priori, podría pensarse que la operación simultánea en varios países implicaría mayores costos por la necesidad de conocer estructuras regulatorias diferentes, coordinar decisiones, conciliar estados contables, etc. Pero este argumento no tiene mucho peso o robustez teórica, de modo que también el signo esperado es incierto.

Por último, la variable categórica $IdEmpresa_i$ captura los efectos propios de cada empresa y que no varían en el tiempo, tales como la morfología del territorio donde opera o la matriz energética del mercado. La empresa base de esta variable categórica es TGN.

A partir de las Ecuaciones 4.9 y 4.10, se proponen dos modelos distintos para medir la ineficiencia. El primero de ellos incluye los costos financieros y su correspondiente tasa de interés como variable predictora (Ecuación 4.12). La segunda variante es puramente operativa (Ecuación 4.13). A partir de ambos modelos de

Frontera Estocástica se obtuvieron los parámetros del modelo y los valores de ineficiencia asociados.

$$COF_{i,t} = A_{i,t} \times SalarioMedio_{i,t}^{\beta_1} \times TasaInteres_{i,t}^{\beta_2} \times KmGasoducto_{i,t}^{\beta_3} \times e^{(v_{i,t}+u_{i,t})} \quad (4.12)$$

$$CO_{i,t} = A_{i,t} \times SalarioMedio_{i,t}^{\beta_1} \times KmGasoducto_{i,t}^{\beta_2} \times e^{(v_{i,t}+u_{i,t})} \quad (4.13)$$

Si la suma de las variables de precios ($SalarioMedio_{i,t}$ y $TasaInteres_{i,t}$) fuesen estadísticamente distintas de 1, habría que reexpresarlas dividiendo los precios y el costo operativo por algún precio para garantizar la homogeneidad de grado 1 de la función de costos de frontera en precios. La variable elegida en caso de ser necesaria esta adecuación es el $SalarioMedio_{i,t}$.

La segunda etapa consiste en evaluar el nivel de ineficiencia en costos ($CE_{i,t}$) de cada modelo en relación al ingreso medio por metro cúbico transportado ($IngresoMedio_{i,t}$), tomado como proxy de la tarifa, y a la existencia de un posible escenario de *hold-up*. Entonces, los modelos propuestos siguen los lineamientos de la Ecuación 4.14.

$$CE_{i,t} = \delta_0 + \delta_1 IngresoMedio_{i,t} + \delta_2 HoldUp_{i,t} + \delta_3 IngresoMedio \times HoldUp_{i,t} + \epsilon_{i,t} \quad (4.14)$$

La Tabla 4.4 detalla las variables utilizadas en la Ecuación 4.14.

Tabla 4.4 – Descripción de las variables de la segunda etapa

Variable	Descripción
$CE_{i,t}$	Nivel de ineficiencia en costos de la empresa i en el período t .
$IngresoMedio_{i,t}$	Ingreso medio por la actividad de transporte de la empresa i en el período t .
$HoldUp_{i,t}$	1 si la empresa i está bajo una situación de <i>hold-up</i> en el período t , o 0 en caso contrario.

El nivel de eficiencia en costos estimado para cada empresa ($CE_{i,t}$) surge a partir de la técnica de frontera estocástica aplicada en la primera etapa. Dependiendo de la especificación utilizada, $CE_{i,t}$ puede variar en el tiempo o permanecer constante para cada individuo. Para la versión de los modelos propuestos en la primera etapa se consideró que la eficiencia tiene variabilidad en el período analizado.

Siguiendo el objetivo del presente capítulo, se procuró evaluar la incidencia del *hold-up* sobre la eficiencia. En este sentido, la violación contractual por parte del gobierno radica en el congelamiento tarifario. Por lo tanto, las variables predictoras hacen referencia a la tarifa promedio anual y a la vigencia plena del contrato. El ingreso medio ($IngresoMedio_{i,t} = IngresosPorVenta_{i,t}/GasTransportado_{i,t}$) por la actividad de transporte fue obtenido de los estados contables, netos impuestos y sin tener en cuenta los ingresos de otras actividades. Se creó una variable binaria denominada $HoldUp_{i,t}$ que identifica si la compañía i en el período t fue objeto de *hold-up* por parte del gobierno. Se considera como final del período de ruptura contractual en Argentina al año 2015 debido a que en 2016 las partes acordaron la renegociación del contrato y se celebraron las audiencias públicas para el aumento tarifario correspondiente.

4.5 Resultados

4.5.1 Etapa 1: Frontera Estocástica

Los resultados de los modelos con y sin costos financieros ($COF_{i,t}$ y $CO_{i,t}$, respectivamente) se describen en la Tabla 4.5. Debe recordarse que las estimaciones son realizadas en logaritmos según la Ecuación 4.6. La variable $SalarioMedio_{i,t}$ en el

modelo sin costos financieros ($CO_{i,t}$) incluye al 1 en su intervalo de confianza. Por el contrario, la suma de $SalarioMedio_{i,t}$ y $TasaInteres_{i,t}$ en el modelo con costos financieros no era igual a la unidad al 10% de significatividad aunque la hipótesis nula no se rechaza al 5%. Por lo tanto, al no estar garantizada la homogeneidad de grado 1, se dividió a $COF_{i,t}$ y a $TasaInteres_{i,t}$ por $SalarioMedio_{i,t}$.

Tabla 4.5 – Resultados de Frontera Estocástica

VARIABLES	$LnCOF^{\dagger}$	$LnCO$
<i>LnGasTransportado</i>	0.1813 (0.1255)	0.1522 (0.1628)
<i>LnSalarioMedio</i>		0.8632*** (0.0911)
<i>LnTasaInteres</i> [†]	0.2831*** (0.0488)	
<i>LnKmGasoducto</i>	1.057*** (0.1639)	0.8067*** (0.2115)
<i>OtraActividad</i>	0.3091*** (0.0498)	0.1958*** (0.0662)
<i>OtroPais</i>	0.1805*** (0.0555)	0.1269* (0.0701)
2. <i>IdEmpresa (TGS)</i>	-0.5408*** (0.1085)	-0.4821*** (0.1408)
3. <i>IdEmpresa (SNAM)</i>	0.3060** (0.1427)	0.1444 (0.2060)
4. <i>IdEmpresa (ENAGAS)</i>	0.8403*** (0.1433)	0.3557** (0.1399)
5. <i>IdEmpresa (GASUNIE)</i>	0.4097* (0.2117)	0.2875 (0.2860)
6. <i>IdEmpresa (FLUXYS)</i>	1.3849*** (0.3036)	0.8698** (0.3402)
7. <i>IdEmpresa (TBG)</i>	0.5690*** (0.2134)	0.0548 (0.2606)
8. <i>IdEmpresa (NATIONAL GRID)</i>	1.7584*** (0.2518)	1.0923*** (0.2726)
Observaciones	96	96
N° de Empresas	8	8
Períodos	12	12
η	0.1752***	0.1779***
μ	0.0483	0.0612
γ	0.3368	0.1064

***Significativo al 1%, **Significativo al 5%, *Significativo al 10%,

[†] dividido previamente por $SalarioMedio_{i,t}$ para garantizar homogeneidad de grado 1 en precios de la frontera de costos.

La primera observación relevante es que el coeficiente de la variable LnKmGasoducto tiene el signo esperado y es altamente significativa en ambos modelos. Sin embargo, el caudal transportado no sería un determinante para el nivel de costos operativos. Esto podría deberse al hecho que el costo operativo se encuentra relacionado en mayor medida a las características estructurales de la red que no varían por el flujo transportado (v.g. salarios, gastos de mantenimiento y de reparación). La variable $\text{SalarioMedio}_{i,t}$ en la variante de costos netamente operativos es altamente significativa, al igual que $\text{TasaInteres}_{i,t}$ en la variante alternativa. Además, la significatividad y el signo positivo de $\text{OtraActividad}_{i,t}$ y $\text{OtroPais}_{i,t}$ indicaría que una mayor diversificación sería una fuente incremental de costos. Se puede apreciar que la eficiencia en costos crece en el tiempo ($\eta > 0$). El signo del coeficiente es esperable puesto que una correcta regulación debería incentivar a los operadores a mejorar sus costos en la búsqueda de una mayor rentabilidad. Además, el valor medio del término de error u_i (μ) no es significativo. Es decir, la media del término de error que mide la ineficiencia es, en general, cercana a 0. Por otra parte, el valor de gamma (γ) no revela valores inusuales.

Respecto a los efectos de empresa (IdEmpresa_i), la Tabla 4.6 expone las pruebas de *Wald* comparando los coeficientes de cada empresa respecto de las restantes. El Modelo 1, que contempla los costos financieros, muestra una mayor diversidad respecto a los efectos propios de cada firma. Por el contrario, esta desigualdad disminuye cuando se tienen en cuenta únicamente los costos netamente operativos.

Tabla 4.6 – Prueba de *Wald* de la variable *IdEmpresa_i*

TGN		***		**		**		***
TGS	***		***	***	***	***		***
SNAM	**	***				**		***
ENAGAS	***	***	***			*		***
GASUNIE	*	***		***		***		***
FLUXYS	***	***	***	***	***		***	
TBG	***	***				***		***
NATIONAL	***	***	***	***	***	*	***	
	TGN	TGS	SNAM	ENAGAS	GASUNIE	FLUXYS	TBG	NATIONAL

***Significativo al 1%, **Significativo al 5%, *Significativo al 10%.

Modelo 1

Modelo 2

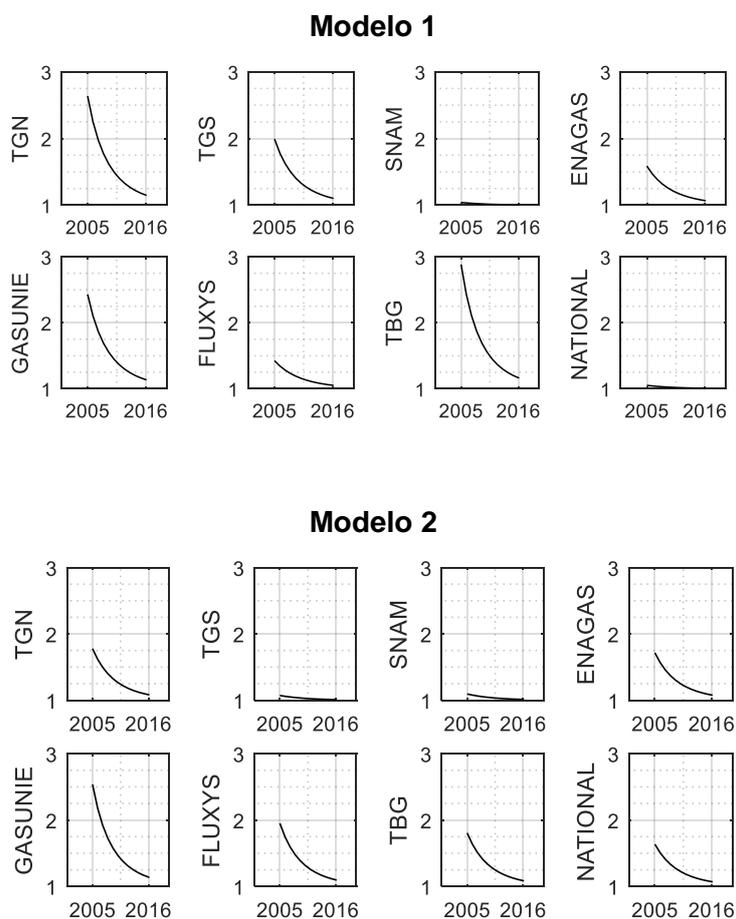
La Tabla 4.7 detalla el ordenamiento de los promedios temporales por empresa de la estimación de ineficiencia en costos (\overline{CE}_i), calculados a partir de ambos modelos. Los resultados de esta etapa no brindan indicios claros acerca de la situación de las empresas bajo *hold-up*.

Tabla 4.7 – Estimación de la ineficiencia promedio en costos para el período 2005-2016

Empresa	Modelo 1 (COF)	Modelo 2 (CO)
SNAM	1.0187 (1°)	1.0415 (2°)
NATIONAL GRID	1.0232 (2°)	1.2589 (3°)
FLUXYS	1.1798 (3°)	1.3737 (7°)
ENAGAS	1.2430 (4°)	1.2882 (4°)
TGS	1.3916 (5°)	1.0319 (1°)
GASUNIE	1.5419 (6°)	1.5711 (8°)
TGN	1.6091 (7°)	1.3113 (5°)
TBG	1.1688 (8°)	1.3216 (6°)

Si bien ambas compañías argentinas reportan resultados regulares en comparación a la muestra, TGS muestra un desempeño promedio superior cuando se tienen en cuenta solamente los costos operativos. Además, en el caso de TGN, la disminución de la eficiencia estimada $CE_{i,t}$ a lo largo del tiempo es pronunciada para ambos modelos (Figura 4.3). Sólo se observa igual comportamiento en TGS cuando se tienen en cuenta los costos financieros.

Figura 4.3 – Evolución de $CE_{i,t}$ en el tiempo



Por lo tanto, este primer ordenamiento invita a indagar acerca de la existencia de indicios que clarifiquen el vínculo entre la eficiencia en costos y las restricciones de ingresos producto del *hold-up*.

4.5.2 Etapa 2: *Hold-up* y su efecto sobre la eficiencia

A partir de la estimaciones de $CE_{i,t}$ del Modelo 1 y 2, se propone una especificación de los determinantes de la ineficiencia siguiendo la Ecuación 4.14. La hipótesis a probar consiste en la existencia de correlación entre la eficiencia operativa y el nivel tarifario producto de la violación de contratos.

Luego de aplicar el test de *Hausman* para decidir acerca de la variante a aplicar, el estadístico indicó que la versión de efectos aleatorios era la sugerida. En otras palabras, los coeficientes estimados del modelo aleatorio no difieren respecto a aquellos obtenidos con efectos fijos, pero la menor varianza de la versión aleatoria la hace preferible.

La Tabla 4.8 expone la relación entre la eficiencia en costos y las variables que serían causantes de la variación en la eficiencia. El comportamiento en ambos modelos es similar. La evidencia revela que las empresas con tarifas congeladas serían más eficientes en costos que las restantes. Además, el efecto de *hold-up* y el de precios bajo *hold-up* (interacción) aumentan en magnitud si se consideran los costos financieros. La hipótesis que implicaría una optimización de los costos

operativos para afrontar los menores precios se impondría sobre aquella que supone mayores costos por obsolescencia.

Tabla 4.8 – Resultados de la segunda etapa

VARIABLES	Modelo 1 (COF) CE	Modelo 2 (CO) CE
<i>IngresoMedio</i>	-0.0008 (0.0065)	-0.0052 (0.0042)
<i>HoldUp</i>	-0.8687*** (0.1240)	-0.6016*** (0.1303)
<i>IngresoMedio × HoldUp</i>	0.1930*** (0.0220)	0.0818*** (0.0288)
<i>Constante</i>	1.2790*** (0.1448)	1.4102*** (0.1261)
<i>Observaciones</i>	96	96
<i>N° de Empresas</i>	8	8
<i>Períodos</i>	12	12

***Significativo al 1%, **Significativo al 5%, *Significativo al 10%

Por el lado de las tarifas, los precios *per se* parecieran no influenciar los niveles de eficiencia. Sin embargo, los ingresos adquieren una relevancia central cuando las compañías ven congelados los precios. El resultado muestra que ante aumentos de precios en empresas bajo *hold-up*, la ineficiencia en costos aumentaría. Posiblemente, una adecuación en las tarifas –tal cual lo sucedido en Argentina desde el 2014 en adelante– relajaría la restricción presupuestaria.

La regresión fue realizada considerando desvíos estándar calculados en forma robusta. Similar conclusión es obtenida al aplicar la técnica de *clusters* a los intervalos de confianza.

4.6 Discusión

El tamaño de la muestra implicaría un límite a las conclusiones vertidas en el presente capítulo. Existe un número de compañías que no han sido incluidas por carecer de información pública sobre las variables necesarias para las estimaciones. También, existe un gran número de compañías donde el transporte constituye una actividad derivada de los procesos de explotación del gas natural. La escasa magnitud relativa de la transmisión respecto del conjunto de las actividades distorsionaría las conclusiones de la primera etapa (ver Anexo B).

Además, la no inclusión de otras variables de precios distintas al salario y a la tasa de interés (v.g. precio unitario de mantenimiento) podría afectar la consistencia de los resultados en la medida en que se encontrarían correlacionadas con las variables explicativas ya incluidas. Esto podría implicar que los resultados exhibidos sobreestimen la ineficiencia de las firmas. Aún así, se probaron algunas *proxies* de gastos de mantenimiento, pero los resultados no variaron sustancialmente.

Por otra parte, sería deseable contar con variables de control que describan el contexto macroeconómico donde opera cada compañía. Sin embargo, los datos que proporcionan algunas de las empresas de la muestra son insuficientes para poder asignarles una medición equitativa. Aquellas transportadoras que operan en varios países ($OtroPais_{i,t} = 1$) deberían contar con una medida para prorratear los índices macroeconómicos más relevantes (inflación, tipo de cambio, PIB, etc) según la participación de cada región en el total del grupo económico. Sin embargo, los estados contables no revelan información segregada en función del origen de las operaciones, imposibilitando cuantificar la incidencia de las distintas variables macroeconómicas que afectan a una empresa en particular.

Es importante, además, resaltar que la falta de independencia entre las variables $HoldUp_{i,t}$ y $TasaInteres_{i,t}$ del modelo con costos financieros puede originar endogeneidad en la estimación. Si bien este hecho originaría inconsistencia, los resultados de ambas versiones se mantienen.

Respecto a las limitaciones técnicas del análisis, el supuesto de covarianza nula entre variables explicativas y el término de error que exige un modelo de efectos aleatorios puede no cumplirse en la medida que existan variables relevantes omitidas. Se reconoce la limitación que impone el empleo de un modelo de efectos aleatorios, en tanto supone exogeneidad entre la heterogeneidad no observada y las variables explicativas. Si dicho requisito no se cumpliera, los resultados podrían ser inconsistentes y justificaría el uso de un modelo de efectos fijos. Sin embargo, se debe señalar que esta última opción, menos exigente sobre el vínculo entre la heterogeneidad *cross-section* y los regresores, no alcanzó la convergencia de la función objetivo.

Finalmente, es importante resaltar que la variable binaria $HoldUp_{i,t}$ podría carecer de validez interna. En otras palabras, la falta de una empresa en condiciones de *hold-up* en un mercado distinto al argentino podría debilitar las conclusiones obtenidas en la segunda etapa. No obstante, la extensión temporal de la muestra mitigaría este problema. Además, debe observarse que el ordenamiento de la eficiencia en costos de los modelos expone diferencias de comportamiento entre las compañías argentinas, lo que indicaría que la falta de validez interna no sería severa.

4.7 Comentarios finales

Dadas las variables que son requeridas para la aplicación de la técnica de frontera estocástica en costos, se logró construir una base de datos con 8 empresas transportadoras de gas de distintos países para el período 2005-2016. Se efectuaron los ajustes necesarios para lograr la homogeneidad requerida para una correcta comparación. El análisis en dos etapas muestra que existe evidencia sobre la influencia que ejercería el problema de *hold-up* sobre la estructura de costos operativos, es decir, sobre los costos erogables de corto plazo. Aquellas compañías cuyos contratos han sido incumplidos desde el punto de vista de los ingresos presentan indicios de ser más eficientes en costos operativos erogables. Aunque el nivel tarifario no influiría en la ineficiencia en costos en términos generales, mayores tarifas tendrían un efecto negativo sobre la eficiencia en aquellas empresas afectadas por el problema de *hold-up*.

Este modelo de frontera estocástica indaga sobre la eficiencia en costos, pero no es capaz de concluir acerca de la calidad del servicio y/o las pérdidas físicas. Admitiendo la existencia de un *trade-off* entre eficiencia y calidad, la reducción de ineficiencias en términos de costos incentivada por el congelamiento tarifario podría suponer un ahorro en gastos de mantenimiento que afecten la operatividad de la red si dicho ahorro se basa en tareas de mantenimiento por debajo de umbrales aceptables. Con el fin de examinar esta hipótesis, el capítulo 5 indaga sobre la variación de las pérdidas de gas en la red argentina de transporte antes y después de 2002.

Capítulo 5

Estudio de la eficiencia mediante redes neuronales: una aplicación a las pérdidas de gas en la red de transporte

Resumen del capítulo

El capítulo 5 tiene por objetivo evaluar la robustez de los resultados encontrados en el capítulo 4. En este caso, el análisis emplea otras variables y otro método. A partir de los datos operativos suministrados por la autoridad regulatoria, se consideraron las pérdidas del sistema como proxy de ineficiencia. Mediante el uso de redes neuronales artificiales, se estimó la tecnología posterior a 2002 y se predijeron las pérdidas del sistema previo a la sanción de la Ley de Emergencia Pública (L 25.561). Los resultados indican que la eficiencia técnica fue superior luego del año 2002 por lo que el *hold-up*, al disminuir las ganancias de los concesionarios del servicio, incrementaría los incentivos para que las operadoras del sistema disminuyan las pérdidas y con ello la ineficiencia.

5.1 Introducción

En el capítulo 4 evaluó el efecto del *hold-up* en la eficiencia en costos de las empresas transportadoras de gas argentinas. La hipótesis de trabajo consistió en detectar si un potencial efecto del *hold-up* del contrato podría significar un aumento en los costos operativos debido a la obsolescencia de los bienes de uso, en tanto desincentivaría al operador a invertir. Sin embargo, no ha sido posible efectuar un estudio similar desde el punto de vista de la eficiencia técnica debido a la disponibilidad de datos de las compañías oportunamente involucradas. No obstante, el ENARGAS cuenta con un registro mensual sobre las condiciones operativas de cada empresa transportadora. El decreto 1.192/1999 ha exigido la aplicación de indicadores de control que las empresas deben informar semestralmente. Dentro del elenco de indicadores, se pueden observar dos variables que hacen referencia a las pérdidas de gas que sufre el sistema de transporte en cada empresa. Estas pérdidas de gas podrían considerarse como *proxies* de ineficiencia técnica dado que representan las fugas de gas natural del sistema ya sea por obsolescencia de los equipos o por eventos no controlados por el operador. Estas pérdidas deberían ser mínimas puesto que representan una erogación que las compañías deben afrontar sin una contrapartida de ingresos.

Teniendo en cuenta el análisis de estas variables, el objetivo del capítulo consiste en detectar cambios en los patrones de la eficiencia técnica de los gasoductos luego del congelamiento de las tarifas que tuvo lugar desde enero de 2002. Entonces, la estrategia consiste en estimar la tecnología subyacente en el proceso de transporte a partir de los datos del período 2002-2017, y comparar las predicciones que surgirían de aplicar dicha tecnología sobre las variables explicativas del período previo (1999-2001). Si las predicciones de pérdidas fuesen inferiores a las

observadas habría evidencia sobre un aumento de la eficiencia luego de la sanción de la Ley de Emergencia Pública.

En virtud de las características del experimento, se requiere una técnica cuyo objetivo sea la estimación de datos fuera de la muestra. Las redes neuronales artificiales son modelos de aprendizaje automatizado que se construyen a partir de una muestra de datos. En particular, se ha aplicado la arquitectura del perceptrón multicapa (MLP, por sus siglas en inglés), perteneciente al conjunto de modelos no lineales para predicción.

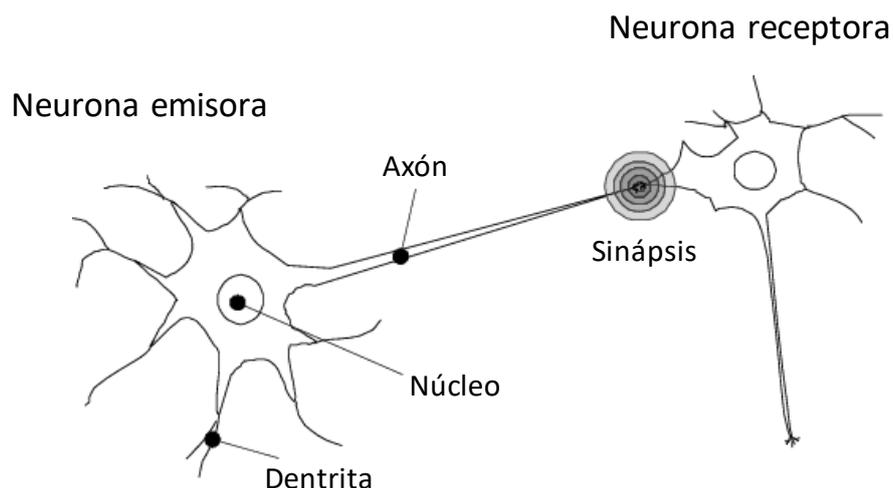
El capítulo se estructura de la siguiente forma: inicialmente se describe la metodología aplicada haciendo énfasis en los modelos MLP y se exponen trabajos aplicados a las ciencias económicas y el sector energético. Luego, describen los datos de entrenamiento y se expone el modelo propuesto. Finalmente, se detallan los resultados analizados y se presentan las conclusiones al respecto.

5.2 Redes Neuronales Artificiales y Aprendizaje Automatizado

Las Redes Neuronales Artificiales (ANN) son modelos computacionales inspirados en los procesos cognitivos biológicos. Estas arquitecturas han sido concebidas para lidiar con cuestiones del mundo real que implican razonamientos complejos y no lineales (v.g. algoritmos para la reducción de ruidos, búsqueda en la web, traducción en línea). Si bien los modelos han adoptado distintos nombres a lo largo de la historia, en la actualidad también se la conoce como Aprendizaje Profundo o *Deep Learning* (Goodfellow et al., 2016).

Según Jain (1996), ANN es un sistema computacional que se inspira en la organización de las redes neuronales biológicas, donde un gran número de neuronas se encuentran interconectadas (Figura 5.1). Cada neurona recibe impulsos de otras neuronas a través de ramificaciones denominadas *dentritas*. Una vez que la señal recibida es procesada en el *núcleo* de la neurona, un nuevo impulso se transmite a otras células neuronales a través del *axón*. Este proceso químico de conexión entre neuronas se denomina *sinápsis*. Entre el axón y la dentrita se encuentra el espacio sináptico, que es el área en la cual se liberan las biomoléculas llamadas *neurotransmisores*, responsables de inhibir o excitar a las neuronas receptoras. Estos estímulos posibilitan la transmisión de las señales a través de las sucesivas conexiones neuronales, conformando de este modo el proceso de aprendizaje.

Figura 5.1 – Esquema de una conexión neuronal

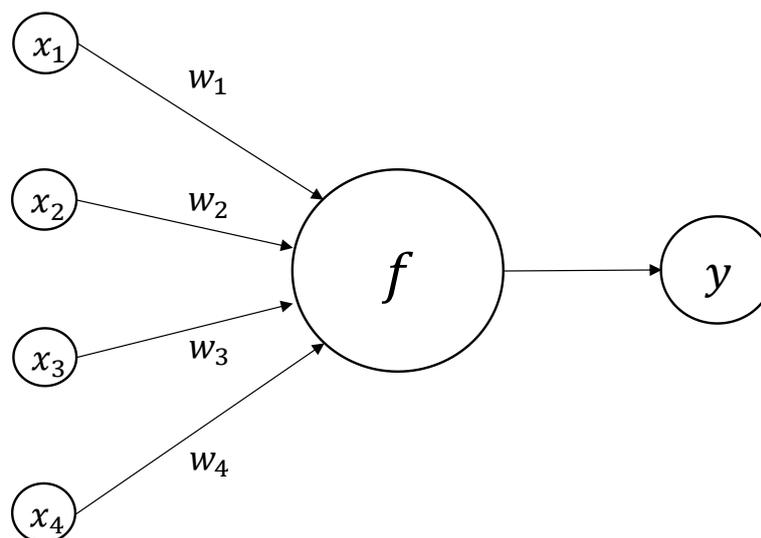


Fuente: elaboración propia en base a Vélez Serrano et al. (2004)

Los modelos de redes neuronales artificiales imitan este proceso biológico para afrontar el procesamiento de aprendizaje. Aunque este concepto es complejo de

definir, en el ámbito de ANN el aprendizaje está relacionado con el método en que la información es tratada en la red para lograr una tarea específica. La información de una neurona es transferida a la siguiente en forma de variables de entrada ($x_1, x_2 \dots x_n$). Luego, a cada una de ellas se les asigna una ponderación o *peso* ($w_1, w_2 \dots w_n$) al momento de la sinapsis. Cuando la sumatoria de las variables de entrada ponderada por sus pesos supera un cierto umbral, la neurona se “activa” y emite la información de salida (y) a la siguiente neurona (Figura 5.2). La *función de activación* $f(w_1 \times x_1 + w_2 \times x_2 \dots + w_n \times x_n)$ puede variar según la especificación del problema. Entre las más usuales se encuentran la función sigmoidea, la tangente hiperbólica y la gaussiana.

Figura 5.2 – Esquema de una neurona artificial



Los modelos de ANN forman parte de la disciplina conocida como Aprendizaje Automatizado (*Machine Learning*), cuyo objetivo es el tratamiento de problemas de difícil solución para la programación basada en inteligencia simbólica. Las técnicas de

Machine Learning pueden clasificarse en supervisadas, no supervisadas o híbridas⁷⁴, dependiendo de si el proceso de aprendizaje se basa en la experiencia previa del problema. Un proceso *supervisado* consiste en tomar como cierta la relación entre las variables de entrada y las salidas asociadas en una muestra dada. Luego, el modelo infiere la forma funcional subyacente de ese conjunto de datos y estima los parámetros que describen dicha relación. Por el contrario, un proceso de aprendizaje es *no supervisado* si el algoritmo debe inferir estructuras o patrones en el conjunto de datos sin basarse en relaciones indicadas por una muestra testigo. En otras palabras, el proceso de aprendizaje no supervisado consiste en revelar relaciones ocultas entre las variables. La Figura 5.3 resume algunas aplicaciones reales⁷⁵.

Figura 5.3 – Aplicaciones de *Machine Learning* a problemas reales

Aprendizaje supervisado

- Filtrado de correo *spam*
- Clasificación de imágenes
- Reconocimiento de escritura manuscrita
- Reconocimiento facial
- Regresiones no lineales

Aprendizaje no supervisado

- *Clustering*
- Descubrimiento de características latentes
- Detección de grafos
- Completado de *missings*
- Formación de carteras de mercado

Fuente: elaboración propia en base a Murphy (2012)

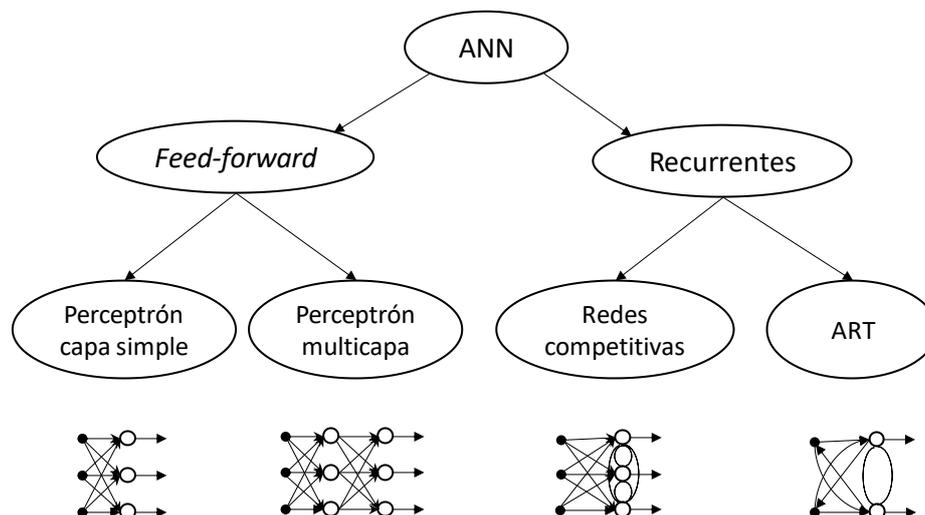
Además, una red neuronal artificial puede adoptar distintas formas según cómo estén conectadas las neuronas (Figura 5.4). Una red *feed-forward* es aquella donde las neuronas no tienen conexiones hacia atrás en la medida en que la información es

⁷⁴ El aprendizaje reforzado (*reinforcement learning*) es un ejemplo de técnica híbrida (Mnih et al., 2013).

⁷⁵ Para un análisis pormenorizado del estado del arte en Redes Neuronales Artificiales, ver Goodfellow et al. (2016).

analizada. Una red es *recurrente* si hay conexiones hacia neuronas previas o laterales. En particular, para el estudio de la variación de la ineficiencia del presente capítulo se adoptó el modelo *feed-forward* denominado perceptrón multicapa (*MLP*) dado que es una técnica cuyas propiedades de convergencia y eficiencia han sido comprobadas (Kuan y White, 1994). Además, se demostró que el perceptrón multicapa es un aproximador universal de funciones. Si una arquitectura multicapa cuenta con suficientes neuronas en su capa oculta, ésta es capaz de aproximar satisfactoriamente cualquier función (Carroll y Dickinson, 1989; Cybenko, 1989; Funahashi, 1989; Hornik et al., 1989; Hornik, 1991).

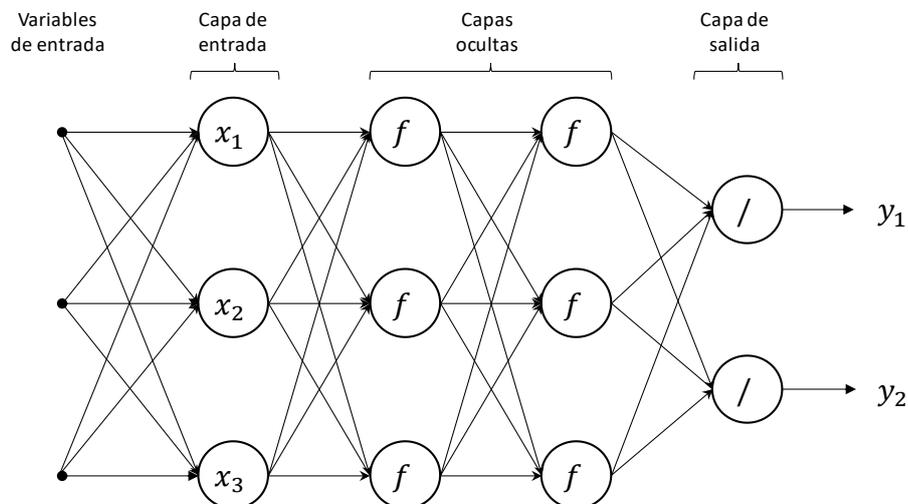
Figura 5.4 – Ejemplos de redes *feed-forward* y recurrentes



Fuente: elaboración propia en base a Jain (1996)

El perceptrón multicapa (MLP) es una arquitectura *feed-forward* compuesta por una capa de entrada que prepara las variables de entrada, varias capas ocultas y una capa de salida (Figura 5.5). Cada capa oculta está constituida por una cantidad distinta de neuronas, las cuales producen los datos de entrada de las neuronas de las capas sucesivas. La virtud de MLP es su capacidad para resolver problemas que no son linealmente separables y su potencial para predecir simultáneamente numerosas variables de salida.

Figura 5.5 – Estructura de un perceptrón multicapa



Fuente: elaboración propia en base a Nazzal et al. (2008)

El modelo MLP nació a partir del perceptrón de simple capa⁷⁶ (Rosenblatt, 1958), pero no se había encontrado un método para entrenarlo. Recién en 1986 se reconoció la existencia de *backpropagation* (Rumilhart et al. 1986), que había sido desarrollado décadas antes por Bryson et al. (1963) y Werbos (1974). Este método

⁷⁶ El campo de ANN sufrió un revés luego que Minsky y Papert (1969) comprobaran que el perceptrón de capa simple era incapaz de resolver problemas no lineales del estilo XOR (dilema del prisionero).

consiste en un procedimiento iterativo para la actualización de los pesos a partir de la corrección paulatina del error de predicción. Luego de inicializar los pesos con valores aleatorios, se transmiten los datos de entrada por la red y se calcula el error de predicción en la capa de salida. Luego, este valor de error se propaga secuencialmente hacia atrás para actualizar sus pesos. Una vez que el reajuste de los parámetros alcanza a las neuronas iniciales, se itera nuevamente hasta que la técnica converge a un error de predicción mínimo. Una característica esencial de *backpropagation* es que la modificación del gradiente es suavizada por una tasa de aprendizaje menor que 1. La variante utilizada para el diseño experimental se basa en Hagan et al. (2014).

El objetivo central del aprendizaje automático es predecir para datos fuera de la muestra, a diferencia de los modelos econométricos que maximizan la calidad predictiva esencialmente dentro de la muestra (Sosa Escudero, 2017). Esta capacidad de predicción se denomina “poder de generalización”. En términos de selección de modelos, el mejor de todos ellos es aquel que tiene mayor poder predictivo frente a datos nuevos.

Un problema frecuente con los métodos de aprendizaje no lineales es el sobreajuste (*overfitting*). El sobreajuste es el uso de modelos o procedimientos que violan el principio de parsimonia, es decir, incluyen más términos de los necesarios (Hawkins, 2004). Además, si el conjunto de datos de entrenamiento contiene observaciones anómalas, es probable que el algoritmo de entrenamiento intente asimilar las singularidades, afectando la generalización del modelo. Los remedios usualmente utilizados son *cross-validation*, regularización, parada temprana (*early stopping*) y *drop-out* (Goodfellow et al., 2016).

Es de especial interés la aplicación de *cross-validation* en la construcción de modelos ANN. Esta técnica tiene un propósito adicional al de la detección de sobreajuste. Los datos de la muestra se dividen en tres subgrupos⁷⁷: entrenamiento, validación y testeo. El grupo de entrenamiento es utilizado para la modificación del gradiente que actualiza los pesos neuronales. El grupo de validación es igualmente tenido en cuenta por el algoritmo a fin de detectar *overfitting*. Si el error de entrenamiento desciende a la vez que el de validación aumenta, es una indicación de que el modelo se está sobreajustando a los datos del primer grupo. Finalmente, una vez que el algoritmo de aprendizaje se detiene, el grupo de testeo se emplea para comprobar el poder de generalización del modelo. Este error se denomina “error de generalización”, el cual se evalúa con el error medio cuadrático.

La técnica de *backpropagation* implementada en este capítulo se basa en el modelo de optimización de Levenberg-Marquardt (LMBP). Este método iterativo es un híbrido entre el método de Gauss-Newton y el descenso del gradiente (Sapna et al., 2012). Sus virtudes radican en el balance entre velocidad de convergencia y robustez, a la vez que LMBP es considerado el método más eficiente de entrenamiento para modelos con menos de una centena de parámetros (Hagan y Menhaj, 1994). El algoritmo finaliza cuando:

- 1) alcanza un mínimo local donde el error de entrenamiento es mínimo, o
- 2) el error de validación aumenta, o
- 3) se alcanza un número máximo de épocas (iteraciones), o

⁷⁷ Normalmente, la división de los datos es aleatoria. Sin embargo, es posible fijar la pertenencia de cada observación a un grupo determinado.

4) el parámetro utilizado para la aproximación del *Hessiano* (μ) supera un umbral máximo.

5.2.1 Descripción del proceso de desarrollo de un modelo MLP

El proceso de desarrollo de un modelo perceptrón multicapa consta de seis etapas:

1. Elección de las variables de entrada y salida.
2. Normalización de los datos y selección de la función de activación.
3. Selección de arquitecturas (cantidad de neuronas y de capas ocultas).
4. Selección del algoritmo de aprendizaje.
5. Entrenamiento de la red y testeo.
6. Evaluación de los resultados.

El objetivo de los pasos 1 a 4 se relaciona con la definición de las cuestiones de diseño de la red basado en la experiencia del autor. La selección de la arquitectura depende del tamaño de la muestra y de la heterogeneidad de la información. La etapa 5 implica la implementación de la red. El modelo MLP fue ejecutado en el programa MATLAB R2015a, el cual ofrece un algoritmo consistente y exhaustivamente analizado.

5.2.2 Antecedentes del perceptrón multicapa en las Ciencias Económicas

El vínculo entre ANN y Economía adquiere especial importancia a finales de la década del '80. White (1987) estudió las propiedades asintóticas de un perceptrón de capa simple, demostrando la consistencia de los parámetros estimados. La eficiencia asintótica fue demostrada luego de una modificación propuesta en Kuan y White (1990). White (1989) ofrece una revisión del estado del arte hasta ese momento y amplió el análisis de las propiedades estadísticas de estos métodos de aprendizaje

iniciales. Entre sus aspectos más salientes se destacan el análisis del tamaño de muestra en función de los parámetros del modelo⁷⁸ y la revisión de las técnicas de optimización disponibles para modelos no lineales. Más tarde, Kuan y White (1994) extienden el análisis para versiones del modelo perceptrón multicapa.

La evolución y diversidad de técnicas supervisadas y no supervisadas han permitido la aplicación de ANN a series financieras (Azoff, 1994; Kamruzzaman, 2006). Para adecuarse a los fenómenos propios de los datos financieros, los modelos han sido adaptados inspirándose en los avances econométricos para series de tiempo. Por ejemplo, West et al. (2005) han comparado el perceptrón multicapa original con versiones que incluyen remuestreo. Los autores encuentran un mejor ajuste utilizando versiones con *bootstrapping*, combinación de redes o *adaptive boosting*⁷⁹. Por su parte, Yan et al. (2018) han aplicado un modelo multicapa adaptado para tratar con la falta de estacionariedad. Este modelo denominado *Short Long-Term Memory* (Hochreiter y Schmidhuber, 1997) fue empleado para predecir con éxito el precio de cierre del *Shanghai Composite Index*.

Las redes neuronales artificiales han intentado probar su eficacia para la medición de eficiencia técnica. La ventaja de utilizar un método de aproximación no lineal radica en la posibilidad de estimar funciones de producción con isocuantas no convexas (Joerding y Young, 1994). Uno de los primeros trabajos en este campo fue el desarrollado por Athanassopoulos y Curram (1996), quienes comparan la eficiencia de 250 bancos estadounidenses utilizando perceptrones multicapa y Análisis Envolvente de Datos (*DEA*). Si bien plantean que no existen diferencias significativas,

⁷⁸ El autor comenta que la experiencia siempre ha indicado un tamaño de muestra equivalente a 100 veces el número de parámetros del modelo. Sin embargo, este número meramente "indicativo" y ad-hoc puede reducirse a hasta 10 veces dependiendo del contexto.

⁷⁹ Esta técnica crea observaciones a partir de la muestra. Estas nuevas observaciones deben respetar la distribución de la muestra original.

los modelos de DEA presentan mayores especificaciones y la función de producción surge de identificar al conjunto de “mejores individuos” mientras que el perceptrón multicapa estima una función de producción promedio. Con el objetivo de resolver esta última debilidad, Michaelides et al. (2010, 2011) desarrollan una técnica neuronal para emular la función de producción en el sector bancario cumpliendo con las propiedades de la teoría neoclásica de producción (v.g. monotonicidad, curvatura). Santin et al. (2004) destacan las virtudes de las redes neuronales al contrastar sus resultados con los obtenidos a partir de modelos de frontera estocástica y DEA. Al simular una función de producción no lineal, estiman la eficiencia de distintas muestras creadas artificialmente. Los autores muestran la flexibilidad del perceptrón multicapa para adaptarse a porciones cóncavas de la función de producción y minimizar el error de predicción.

En el sector energético, las redes neuronales han sido aplicadas a la predicción de demanda. Trabajos como Bong et al. (2008) y Geem y Roper (2009) utilizan modelos no lineales para estimar la demanda de energía eléctrica. Asimismo, Taşpınar et al. (2013) aplicaron diversas técnicas para la estimación de la demanda de gas en Turquía. Sus hallazgos indican que las redes neuronales presentan predicciones más precisas que Mínimos Cuadrados Ordinarios, pero más inexactas que la versión de *ARIMA* para datos estacionales (*SARIMA*). Los trabajos coinciden en el mayor poder predictivo de las redes en la medida en que se efectúen ajustes en las técnicas que permitan captar efectos estacionales (métodos híbridos).

5.3 Caso de estudio: estudio de la eficiencia técnica en el transporte de gas natural en Argentina

El estudio se basó en datos publicados por ENARGAS para el período 1999-2017⁸⁰. La muestra se construyó a partir de la información que brindan las empresas de transporte al ente regulador. A partir del Decreto 1.192/1999, las firmas están obligadas a presentar declaraciones juradas semestrales y anuales. Además, el flujo mensual de gas natural recibido por los transportistas surge de los datos estadísticos de la entidad de control. Las variables analizadas se encuentran resumidas en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 – Descripción de las variables aplicadas al perceptrón multicapa

Variable	Descripción
$GasRecibido_{i,t}$	Mm ³ /mes de gas natural recibido de productores en la empresa de transporte i durante el mes t .
$ConsumoCombustible_{i,t}$	Porcentaje del gas recibido que fue consumido como combustible por la empresa de transporte i en el mes t .
$FactorCarga_{i,t}$	Flujo promedio entregado dividido la capacidad nominal de transporte de la empresa de transporte i en el mes t .
$ContratoFirme_{i,t}$	Mm ³ /día de gas natural contratado en la modalidad Firme en la empresa de transporte i durante el mes t .
$Estacion_t$	Variable categórica que indica la estación del mes t .
$PerdidaCombustible_{i,t}$	Porcentaje de combustible imputado como pérdida en los sistemas de compresión de la empresa de transporte i en el mes t .
$GasNoContabilizado_{i,t}$	Porcentaje de combustible imputado a otras pérdidas de gas del sistema de la empresa de transporte i en el mes t .

⁸⁰ Disponible en <https://www.enargas.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion/datos-operativos-sec.php?sec=2>

Luego de eliminar observaciones faltantes y anómalas, la estadística descriptiva de las variables provistas por la base de datos de ENARGAS se expone en la Tabla 5.2. Los porcentajes de gas recibido promedio son coincidentes con la participación de mercado histórica (60% TGS y 40% TGN). Por otra parte, se observan diferencias de magnitud en la variable Gas No Contabilizado y, en menor medida, en el factor de carga.

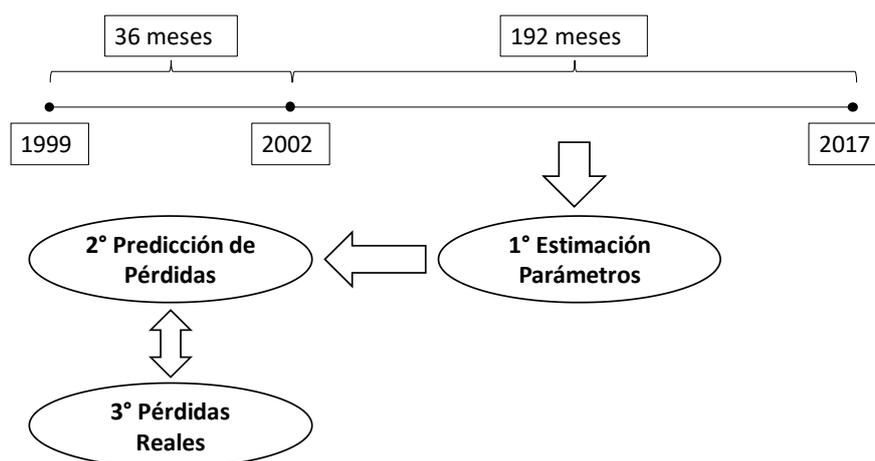
Tabla 5.2 – Estadística descriptiva de las variables cuantitativas

Variables	TGN		TGS		
	Media	SD	Media	SD	
Inputs	<i>GasRecibido_{i,t}</i> (en Mm ³ /mes)	1.296.493	140.408	1.872.613	288.784
	<i>ConsumoCombustible_{i,t}</i> (%/Gas Recibido)	2,10%	0,51%	3,83%	0,47%
	<i>FactorCarga_{i,t}</i>	81,83%	7,36%	74,53%	13,38%
	<i>ContratoFirme_{i,t}</i> (en Mm ³ /día)	52.709,22	3.100,42	71.351,00	9.411,63
Outputs	<i>PerdidasCombustible_{i,t}</i> (%/Gas Recibido)	0,11%	0,09%	0,15%	0,10%
	<i>GasNoContabilizado_{i,t}</i> (%/Gas Recibido)	0,65%	0,35%	0,30%	0,19%

Dado que la hipótesis a testear es el cambio de eficiencia técnica a principios de enero de 2002, la muestra fue dividida en dos subperíodos 1999-2001 y 2002-2017. Mientras que el primero de ellos cuenta con un número potencial de 36 meses, el segundo posee 192 meses. Por lo tanto, la estrategia de experimentación consiste en estimar la tecnología subyacente, para un nivel de pérdidas dado, para el período

con mayor cantidad de datos. Una vez que se estiman los parámetros que describen la tecnología, estos son aplicados a los insumos del período más breve (1999-2001) para obtener el nivel de pérdidas esperadas (Figura 5.6). Una diferencia entre la predicción y los valores reales implicaría un aumento o disminución de la eficiencia técnica según el signo de la comparación.

Figura 5.6 – Estrategia de modelado



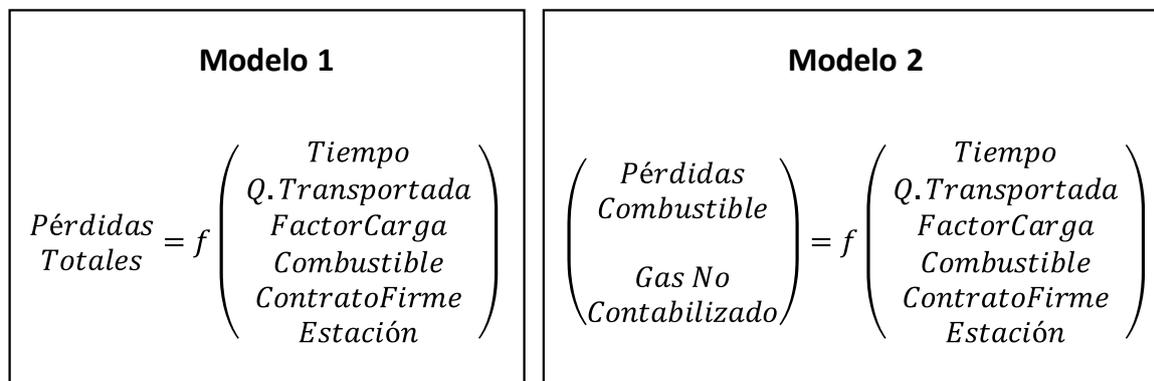
Con el fin de aplicar la técnica de *cross-validation*, las observaciones del período 2002-2017 fueron subdivididas en forma aleatoria: 70% para entrenamiento, 15% para validación y 15% para testeo.

5.4 Modelo MLP

El modelo perceptrón multicapa fue construido a partir de las variables de entrada (*inputs*) descritas en la Figura 5.5. A su vez, las variables de salidas (*outputs*) pueden ser consideradas en forma agregada o por separado (Figura 5.7). Entonces, se puede construir el Modelo 1 prediciendo las Pérdidas Totales para cada empresa,

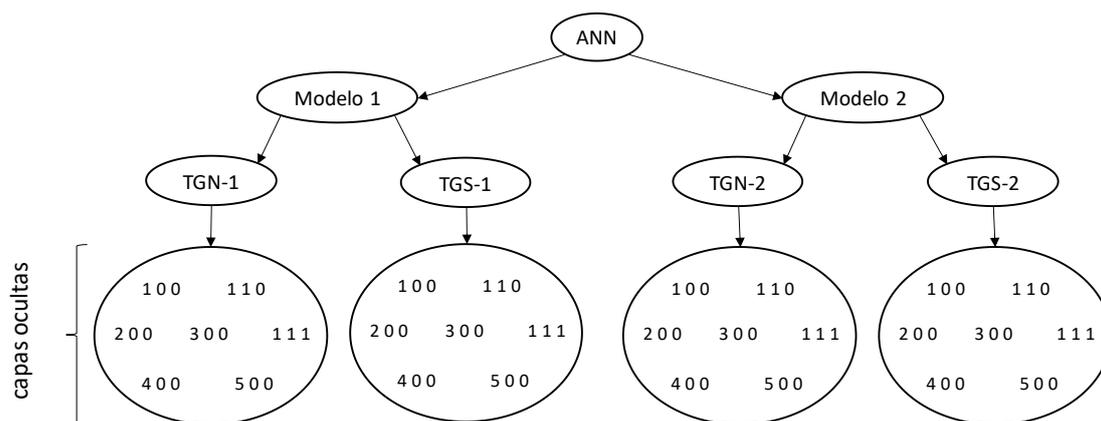
planteando la variable de salida como el agregado de las dos variables de pérdidas, o confeccionar el Modelo 2 con dos variables de salida. Ambos esquemas fueron aplicados a los datos provistos por cada firma, TGN y TGS.

Figura 5.7 – Modelado con 1 y 2 variables dependientes



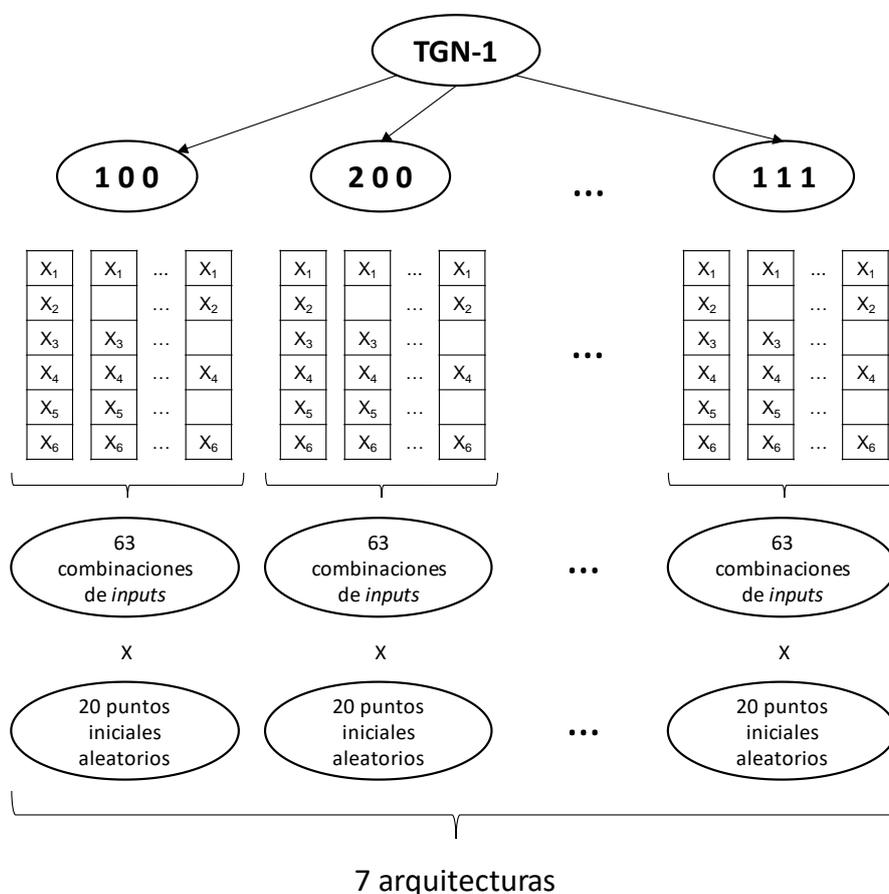
A su vez, cada modelo fue estimado considerando un número distinto de capas ocultas. El número de estas capas y de las neuronas asociado a cada una de ellas estuvo limitado por el tamaño del grupo de entrenamiento. Consecuentemente, se construyeron 5 arquitecturas de 1 capa oculta que comprendieron una cantidad de neuronas en el rango de 1 a 5, 1 arquitectura con 2 capas ocultas de 1 neurona cada una, y 1 arquitectura de 3 capas ocultas con 1 neurona por cada capa (Figura 5.8).

Figura 5.8 – Diagrama de modelos y arquitecturas



Luego, cada una de las arquitecturas se han estimado aplicando un sistema de permutación de variables de entrada para descartar problemas de multicolinealidad. A tal fin, se probaron 63 combinaciones de *inputs*. Además, teniendo en cuenta que los modelos MLP son resueltos mediante un método numérico de optimización (MLBP), cada una de las 63 estimaciones se inicializó desde 20 puntos iniciales diferentes y al azar (Figura 5.9). Asimismo, cada una de las 20 ejecuciones ha tenido agrupaciones distintas para la técnica de *cross-validation*, alternándose en forma aleatoria las observaciones que compusieron cada grupo de entrenamiento, validación y testeo. En resumen, por cada empresa se ejecutaron 8.820 MLP.

Figura 5.9 – Ejemplo del sistema de permutación de *inputs* por cada arquitectura en el modelo TGN-1



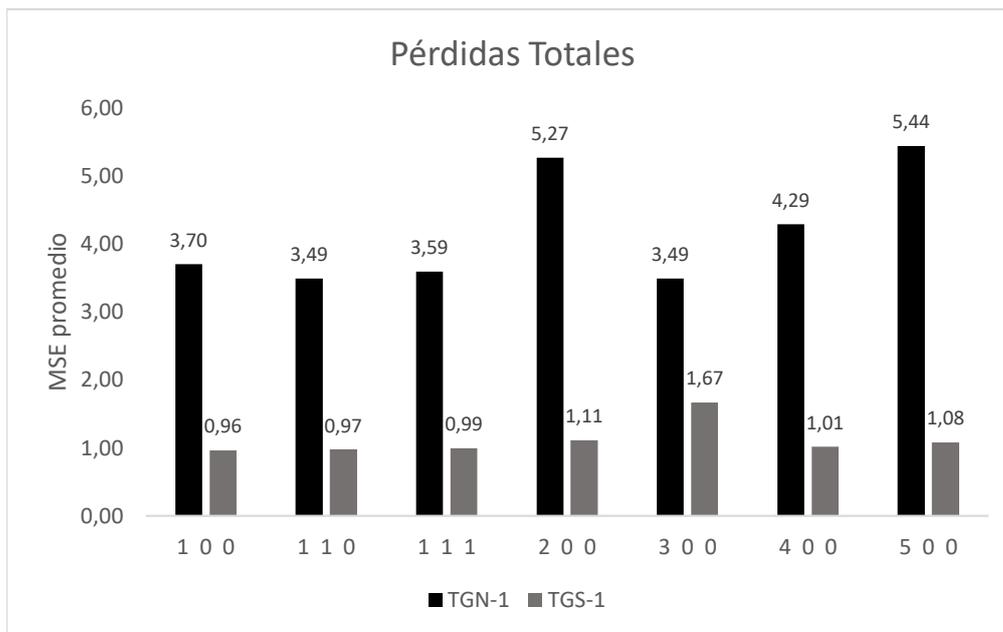
5.5 Resultados

El porcentaje de modelos que lograron la convergencia fue elevado (Tabla 5.3); sobre un total de 8820 redes por modelo y por empresa, alrededor del 99% lograron convergencia. Las observaciones y los resultados exhibidos en las etapas posteriores de esta sección se refieren únicamente a los modelos que han convergido. La mediana del tiempo de ejecución fue entre 1,87 segundos para las arquitecturas más sencillas y 6,92 segundos para aquellas con 5 neuronas. No obstante, las ejecuciones que no lograron converger demoraron un promedio de 27 minutos. En estos casos, no se incorporaron reglas estrictas de detenimiento del proceso para permitir la evolución del algoritmo sin interferencias provocadas por los criterios de parada.

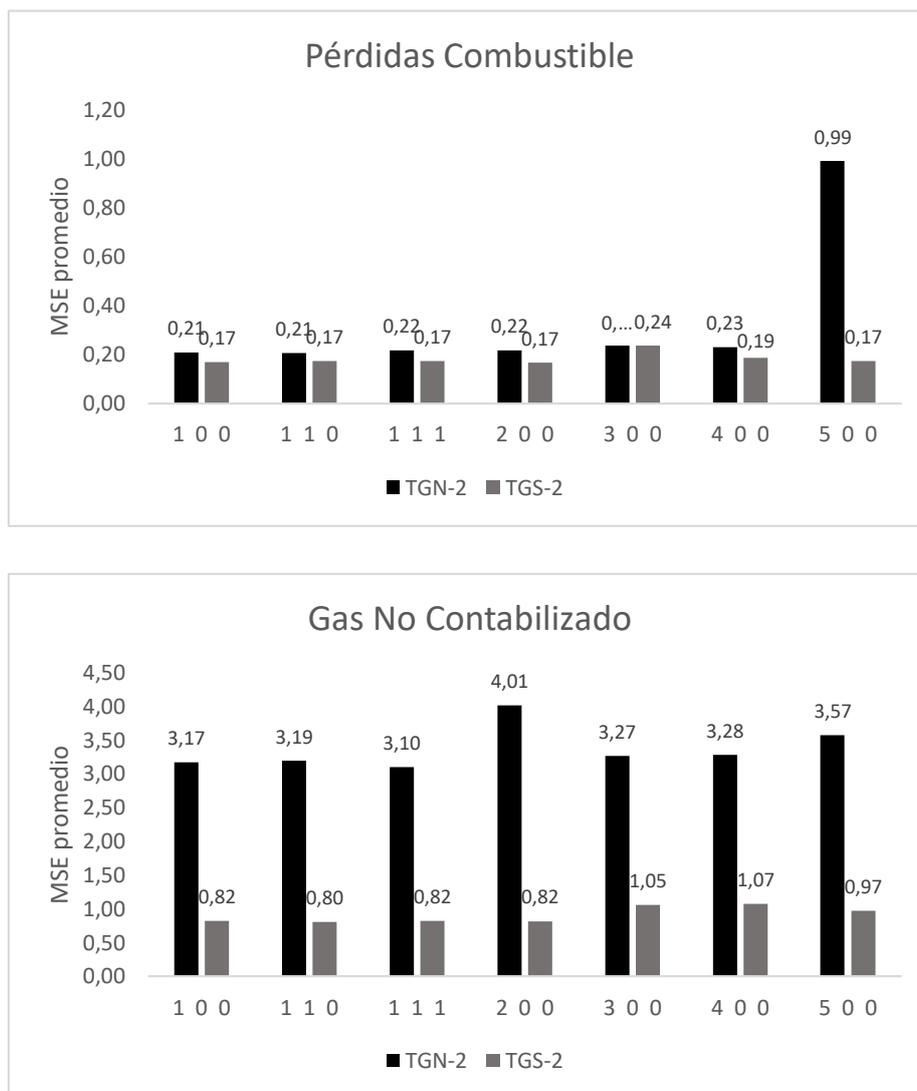
Tabla 5.3 – Análisis de convergencia

	TGN-1	TGN-2	TGS-1	TGS-2
Gradiente mínimo	98.92%	98.71%	98.93%	98.96%
Máximo μ	0.03%	0.02%	0.01%	0.03%
N° máximo de épocas	1.04%	1.27%	1.05%	1.01%
Ejecuciones válidas	8725	8706	8726	8728

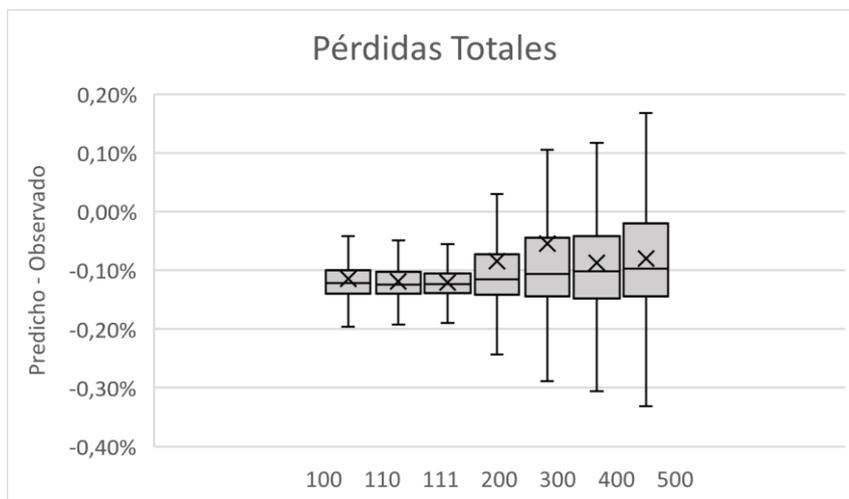
Los errores de generalización de los modelos con la variable de salida Pérdidas Totales se reportan en la Figura 5.10. El grupo de testeo de TGN-1 presenta errores medios cuadráticos superiores que el promedio en TGS-2. Con respecto a las arquitecturas, existen indicios de sobreajuste en aquellas variantes con un número superior a 2 neuronas en una misma capa.

Figura 5.10 – Error de testeo promedio del Modelo 1

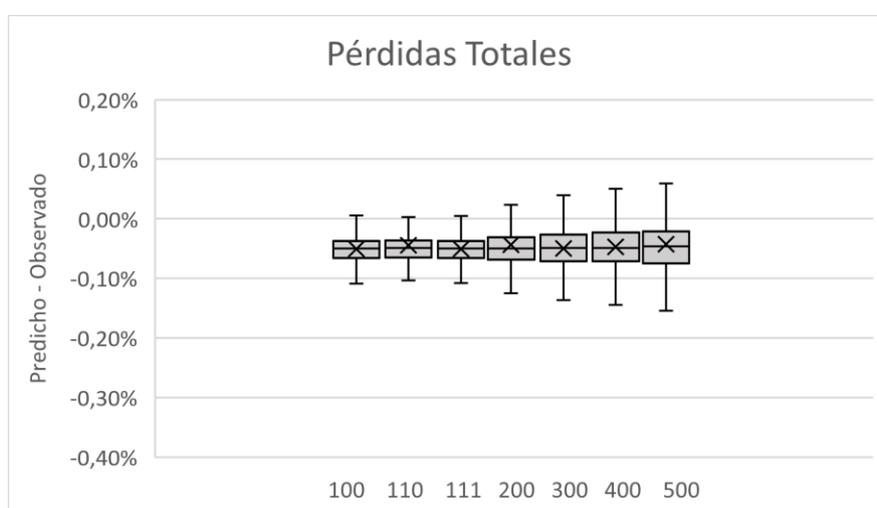
La Figura 5.11 muestra el error de testeo de los modelos con dos variables de salida, donde el promedio del error de generalización de TGN-2 es superior al de TGS-2 respecto de la variable Gas No Contabilizado. El comportamiento de la variable Pérdidas Combustible parece ser más homogéneo entre las dos empresas, con excepción de la arquitectura con 5 neuronas. En resumen, los dos modelos muestran una tendencia al sobreajuste a medida que se adicionan neuronas a la capa oculta. Cabe destacar que cada neurona oculta consume recursos computacionales cuando se simula la red, razón por la cual existe una situación de compromiso entre el desempeño durante el aprendizaje y número de neuronas ocultas. Por ende, la cantidad y el tamaño de las capas ocultas debe ser estudiado cuidadosamente.

Figura 5.11 – Error de testeo promedio del Modelo 2

Respecto a la predicción del Modelo 1, la Figura 5.12 muestra las diferencias entre el valor predicho por las redes y el observado para TGN. Se puede observar que ambas medidas de tendencia central son negativas. Incluso, los 4 cuartiles de las arquitecturas con 1 neurona por capa oculta se encuentran debajo del 0. Por lo tanto, la evidencia indica que la eficiencia luego de 2002 ha sido en promedio mayor.

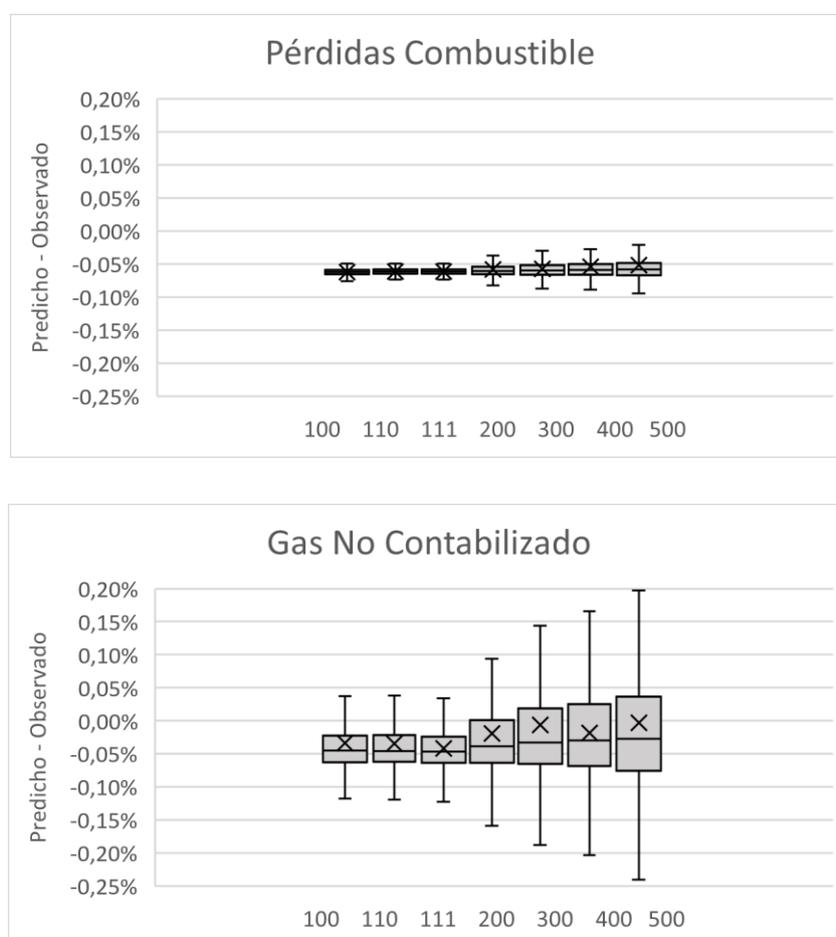
Figura 5.12 – Diferencia entre predicción y valor real en TGN-1

Al analizar el caso de TGS, se observa menor dispersión respecto de las medidas de tendencia central (Figura 5.13). No obstante, la conclusión es similar a la señalada en TGN. Las predicciones indican que habría un mayor nivel de eficiencia luego del *hold-up*.

Figura 5.13 – Diferencia entre predicción y valor real en TGS-1

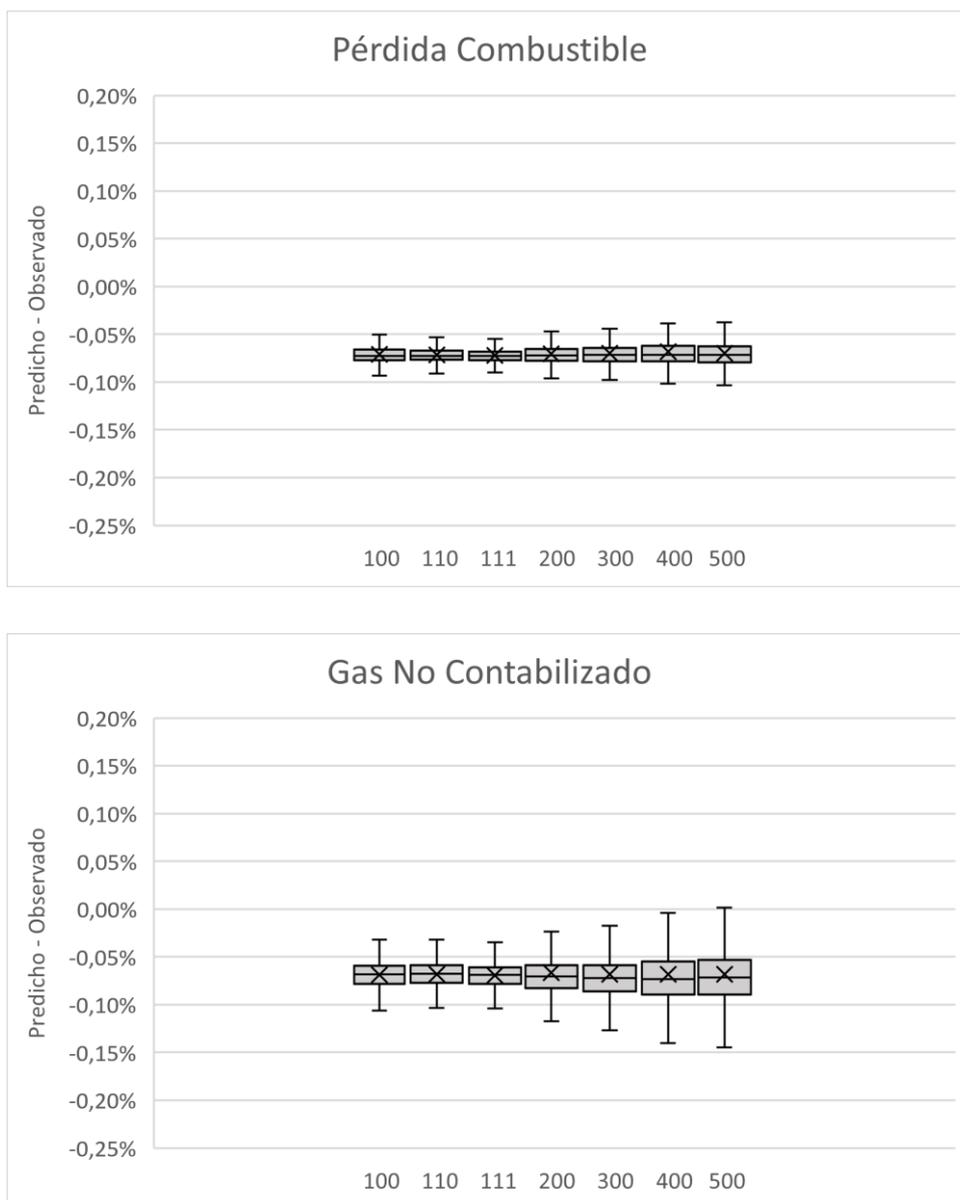
Cuando las predicciones se efectuaron en base a las pérdidas segregadas, los resultados de TGN pierden robustez en tanto algunas arquitecturas exhiben valores extremos positivos (Figura 5.14). La predicción de la variable Pérdidas Combustible es inferior a la real en todas las arquitecturas. Sin embargo, aunque las medidas de tendencia central de Gas No Contabilizado muestran indicios de mayor eficiencia luego de 2002, el tercer cuartil de las versiones con mayor cantidad de neuronas es superior a 0. Al respecto, debe recordarse que el error de testeo indica que las arquitecturas que mejor generalizan son la 1 0 0, la 1 1 0 y la 1 1 1.

Figura 5.14 – Diferencia entre predicción y valor real en TGN-2



Cuando se analizan las predicciones de TGS, los resultados son más consistentes (Figura 5.15). La diferencia entre la predicción y los valores reales de ambas variables se encuentran debajo del 0, revelando mayor eficiencia técnica a partir de 2002.

Figura 5.15 – Diferencia entre predicción y valor real en TGS-2



En resumen, los distintos modelos muestran una tendencia a predecir valores de pérdidas inferiores a las cantidades reales registradas para el período 1999-2001. Esta tendencia es consistente al estimar los modelos a partir de todas las permutaciones posibles de variables de entrada. No obstante, debe señalarse que los resultados de TGN respecto al Gas No Contabilizado alertan sobre un cambio en la eficiencia poco significativo, aun cuando las medidas de tendencia central indicarían una mayor eficiencia luego de la sanción de la ley 25.561.

5.6 Comentarios finales

Se pudo observar que las predicciones de las pérdidas de gas en el sistema, calculadas en base a las características de la red de gasoductos en el período 2002-2017, fueron inferiores a los valores observados durante el período 1999-2001. Con los resultados expuestos se puede concluir que el nivel de tarifas máximas determinadas por la Ley de Emergencia Pública (L. 25.561) ha incentivado a una mayor eficiencia técnica y ésta no se ha visto afectada por una hipotética subinversión.

La explicación de este fenómeno puede radicar en el hecho que los gasoductos son estructuras simples pero cuya integridad física no admite el más mínimo deterioro. Tanto la corrosión como el desgaste por el flujo del gas atentan contra el metal de las cañerías, y una perforación en cualquier segmento del gasoducto podría provocar incidentes gravosos para las operadoras del sistema. Además, las pérdidas por combustibles y demás fugas del gas almacenado en los gasoductos (*linepack*) implican un mayor costo de gas natural que las empresas transportistas deberían abonar a los cargadores. Estas razones podrían explicar los motivos por los que, si

bien la inversión para expansión se detuvo, no hay indicios de que los niveles de inversión en mantenimiento se hayan visto afectados en igual sentido.

La evidencia encontrada con los modelos de redes neuronales artificiales apoya las conclusiones obtenidas en el capítulo 4. Un esquema de precios congelados incrementó los incentivos de las empresas a acercarse a la frontera de costos, reduciendo pérdidas físicas y económicas.

**Conclusiones, futuras líneas de
investigación y principales
contribuciones**

6.1 Conclusiones

En 1992 la empresa estatal Gas del Estado fue segmentada, privatizada y adjudicada a distintas sociedades anónimas. En particular, el sistema de transporte fue conferido a las firmas Transportadora de Gas del Norte S.A. y Transportadora de Gas del Sur S.A., las cuales estuvieron regidas por las disposiciones de la Ley del Gas (24.076), decretos y resoluciones de la autoridad regulatoria. Diversos autores han señalado que estas empresas habrían obtenido rentabilidades superiores a las razonablemente permitidas por ley mediante distintos mecanismos, incluso con la anuencia o indiferencia del ente regulador.

Tras la sanción de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (vigente desde inicios de 2002 a diciembre de 2017), la Ley del Gas fue tácitamente derogada en una de sus secciones vitales: el régimen tarifario. El congelamiento de tarifas puso en conflicto los incentivos que derivan del esquema tarifario de precios máximos (*price cap*), donde el regulador debe promover la eficiencia en costos sin menoscabar la rentabilidad del inversor. Desde 2002 hasta 2014⁸¹, las compañías transportadoras vieron congeladas sus tarifas en moneda local mientras la inflación y la devaluación de la moneda local erosionaba la utilidad bruta. El resultado de esta política condujo a la parálisis de la ampliación del sistema con financiación de las propias de las firmas.

Esta tesis tiene como fin evaluar los acontecimientos desarrollados en 2002 y advertir sobre la debilidad institucional que afecta los proyectos de inversión privada en el sistema de transporte argentino. Teniendo en cuenta que la duración del contrato

⁸¹ Aunque se verificó un ajuste parcial en 2014 y 2015, sólo tuvo como fin cubrir los costos operativos luego del drástico proceso devaluatorio en esos años.

era de 35 años, la primera década se ha desarrollado bajo las condiciones pactadas originalmente. La modificación del régimen cambiario y sus derivaciones macroeconómicas han significado que durante los 14 períodos subsiguientes el funcionamiento del sector de transporte haya devenido en un esquema híbrido, en el cual los agentes privados solamente operaban los gasoductos y las decisiones estratégicas y las inversiones fueron absorbidas por el gobierno.

Una posible explicación de la ruptura contractual radica en la preferencia de algunos gobiernos por políticas que mejoran su desempeño electoral sobre aquellas que son óptimas para la sociedad en el largo plazo. Esta inconsistencia temporal es explicada a través de un juego repetido utilizando una variable de estabilidad política. Adicionalmente, las inversiones inefectivas pueden reforzar el riesgo de *hold-up* en infraestructuras. Esta reacción ocurriría porque el costo total real del proyecto podría ser menor que el acordado inicialmente. Por lo tanto, el gobierno podría estar tentado a capturar este mayor beneficio. Desde el punto de vista empírico, se ha ilustrado un posible argumento para el desencadenamiento de un proceso prolongado de *hold-up* con el sistema de transporte de gas natural argentino. La evidencia sugiere que los elementos que componen el peor escenario para el inversor tuvieron lugar a comienzos de 2002 y varios de ellos han persistido por más de una década.

Una primera reflexión de este trabajo consiste en considerar la reestructuración del marco regulatorio del servicio de transporte admitiendo la fragilidad persistente del sistema institucional en Argentina. Se ha puesto de manifiesto que las medidas preventivas pre-existentes (tratados bilaterales de inversión) han carecido de efectividad inmediata y no han sido extensivas a todos los accionistas de las empresas de transporte. El hecho de que sea posible desconocer el régimen tarifario en un contexto inflacionario sin consecuencias en el corto plazo para los gobiernos atenta

contra la sostenibilidad del contrato y contra los incentivos a invertir por parte de las operadoras. Por otra parte, dado que el sistema de transporte argentino se encuentra expuesto a la problemática de *hold-up*, explicaría la integración vertical “de hecho” que se ha verificado a lo largo de la historia de las compañías y con mayor intensidad luego de 2002. Resulta esencial reconocer que el marco regulatorio ha insistido con la idea de *unbundling*⁸² para promover la competencia en el sector, pero su aplicación real no ha sido efectiva. En aras de reducir complejidad en el sistema y admitir que la concentración en el sector energético es innegable por el tamaño del mercado, podría reconocerse la posibilidad de integración vertical complementada con un mayor control y transparencia en la estructura de costos de las transportadoras.

Además de la introducción de competencia, otro de los motivos esgrimidos al momento de la privatización era el de dotar al sistema de mayor eficacia y eficiencia, sustentado en un régimen de tarifas que contemplara la totalidad de los costos del servicio. Sin embargo, las compañías indicaban que a partir del 2002 la distorsión en el esquema tarifario había comprometido la viabilidad del servicio. Resulta oportuno, entonces, evaluar los efectos de la ruptura contractual sobre la operatividad del sistema. Un esquema de inversiones desarrollado bajo restricciones presupuestarias podría impactar en la eficiencia del sistema a través de la obsolescencia. Por otro lado, los precios congelados en un contexto de inflación conllevan a la minimización de costos a fin de evitar mayores pérdidas.

El análisis del capítulo 4 muestra la influencia que ejercería el problema de *hold-up* sobre la estructura de costos operativos, es decir, sobre los costos erogables de corto plazo. Para ello se estima un modelo econométrico de frontera estocástica

⁸² Aunque las restricciones de propiedad sólo fueron impuestas a la cadena del gas natural.

de costos con datos de 8 empresas reguladas de transporte de gas natural para el período 2005-2016. Aquellas compañías cuyos contratos han sido incumplidos desde el punto de vista de los ingresos presentan indicios de ser más eficientes en costos. Además, mayores precios en un contexto de hold up no representan una señal positiva en términos de eficiencia, sino que contribuyen a una mayor laxitud en costos. No obstante, este modelo de frontera estocástica no es capaz de concluir acerca de la calidad del servicio y/o de los activos. La reducción de ineficiencias en términos de costos incentivada por el congelamiento tarifario podría suponer un ahorro en gastos de mantenimiento que afecten la operatividad de la red si dicho ahorro se basa en tareas de mantenimiento por debajo de umbrales aceptables.

Para complementar el análisis de eficiencia en costos, se propuso evaluar las mediciones de pérdidas de gas del sistema como indicador de ineficiencia técnica aplicando el método de redes neuronales. Se pudo observar que las predicciones de dichas pérdidas, calculadas en base a las características de la red de gasoductos en el período 2002-2017, fueron inferiores a los valores observados durante el período 1999-2001. Con los resultados expuestos se puede concluir que el nivel de tarifas máximas ha incentivado a una mayor eficiencia técnica. Esto podría obedecer a que el funcionamiento de los gasoductos no admite deterioro estructural y esto requiere un nivel de mantenimiento mínimo e indispensable. Tanto la corrosión como el desgaste por el flujo del gas atentan contra el metal de las cañerías, y una fuga o perforación en cualquier segmento del gasoducto podría provocar serios incidentes. Además, las pérdidas por combustibles y los escapes del fluido no contemplados implican un costo de gas natural que las empresas transportistas deben abonar a los cargadores. Estas razones podrían explicar los motivos por los que, si bien la inversión

para expansión se detuvo, no hay indicios de que la inversión en mantenimiento se haya visto reducida.

Finalmente, este trabajo invita a reflexionar sobre el proceso de renegociación contractual que se ha llevado adelante a partir de los acuerdos celebrados en 2016. Es necesario reconocer que el marco regulatorio de 1992 aún vigente padece de las mismas debilidades que hicieron posible el congelamiento tarifario en 2002. Es decir, no se han aplicado nuevos mecanismos para prevenir que el gobierno entrante en 2019 desconozca los acuerdos y se repita lo acontecido hace 16 años. Por lo tanto, una aplicación práctica de este trabajo es su empleo como guía para el indispensable rediseño de la gobernanza regulatoria en Argentina.

6.2 Líneas futuras de investigación

En base al trabajo efectuado y a las perspectivas en la industria, se han identificado las siguientes oportunidades de investigación futura:

- Uno de los supuestos del modelo presentado en el capítulo 3 consiste en explicar la relación del gobierno con una única empresa operadora. En el caso argentino, la ley de Emergencia Pública congeló la totalidad de las tarifas de los servicios públicos, con lo cual no ha sido posible efectuar un análisis en el cual el gobierno pretenda congelar un único sector a la vez que cumple los contratos en otros mercados. La hipótesis a probar consiste en que las otras compañías reconocerían la amenaza y, consecuentemente, esta situación desalentaría inversiones futuras en las otras actividades con vistas a compensar el mayor nivel de riesgo percibido.

- Los modelos desarrollados en los capítulos 3, 4 y 5 podrían aplicarse a otros sectores similares tales como la distribución de gas, la transmisión eléctrica o su distribución. Estos sectores han soportado la misma problemática que las empresas de transporte de gas natural. En cuanto a su especificidad y marco regulatorio, también son similares. Sin embargo, la tecnología eléctrica sería pasible de sufrir averías en distintos trayectos sin que ello implique un riesgo para la totalidad del sistema. Mientras que la pinchadura de un gasoducto importa un riesgo estructural mayor con consecuencias catastróficas⁸³, el cambiado del tendido eléctrico y la posibilidad de interconexión harían factible ahorrar en mantenimiento en el corto plazo. No obstante, los cortes de energía por problemas de transporte y distribución acaecidos a partir de 2009⁸⁴ son evidencia de esta problemática. El modelo del capítulo 3 podría ser aplicado a otros países con procesos privatizadores y características regulatorias similares (v.g. Bolivia⁸⁵, Brasil, Venezuela⁸⁶)
- Resulta de interés proponer mecanismos de solución al problema de *hold-up* en el ámbito del transporte de gas natural. Un mecanismo que ha sido implementado en otro mercado es la garantía contra el riesgo político. En Argentina, este instrumento fue aplicado en los programas de energías renovables conocidos como Renovar 1, 1.5 y 2. El programa anterior, denominado GENREN (Ley 26.190 del año 2009), sólo concretó un cuarto de

⁸³ Por ejemplo, ver <https://www.lanacion.com.ar/155636-el-enargas-multo-a-tgn-por-mas-de-5-millones-de-pesos>

⁸⁴ Ver <https://www.lanacion.com.ar/1657318-polemico-cruce-entre-julio-de-vido-y-ocho-ex-secretarios-de-energia>

⁸⁵ Ver congelamiento tarifario de la energía eléctrica en 2005: <https://www.bolivia.com/noticias/autonoticias/DetalleNoticia29635.asp>

⁸⁶ Ejemplo de congelamiento tarifario venezolano en el sector de las telecomunicaciones: <https://www.telesemana.com/blog/2017/11/01/venezuela-operadores-aumentan-sus-tarifas-tras-meses-de-congelamiento/>

los 1400 MW ofertados pese a una tarifa garantizada en dólares y por un fondo solventado por aportes del Tesoro y CAMMESA (Freier e Ibañez, 2017). En cambio, el programa Renovar consiguió ofertas por 4466 MW con un precio inferior al ofrecido por GENREN⁸⁷. Los resultados del Renovar se atribuyen a las garantías contra riesgo político otorgadas por el Banco Mundial, que permitieron el acceso a financiamiento externo (Cassagne, 2017; Massei, 2017). El sistema de garantías o co-seguros para cobertura del riesgo político para países en desarrollo se ha promovido a la par de la ola de privatizaciones a nivel mundial iniciada en la década del '80 (Ferro, 2001). Estos instrumentos actúan como una opción de venta para el inversor, en el caso de que las cláusulas del contrato sean desconocidas por los gobiernos futuros (Gupta et al., 2002). Debe aclararse que la experiencia argentina ha demostrado que estos instrumentos pueden ser una solución para mitigar el riesgo desde el punto de vista del inversor. Sin embargo, si se ejecutara la garantía, el gobierno oportunista debería enfrentar los costos de ruptura con la entidad garante. Vale la pena recordar el fallo del CIADI (Banco Mundial) en 2008 a favor de CMS Gas, el cual tardó 5 años en ser pagado. La negativa del gobierno argentino al pago del fallo significó la aplicación de sanciones a Argentina en distintos organismos internacionales de crédito hasta que las necesidades de financiamiento externo la obligaron a cumplir el laudo⁸⁸.

- Otro mecanismo para lidiar con el problema de *hold-up* consiste en admitir la posibilidad de integración vertical (Hart, 1995), ya sea a través de actores dentro o fuera de la cadena de gas natural (v.g. generadores de energía

⁸⁷ Detalle de los proyectos en <https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados>

⁸⁸ <https://www.lanacion.com.ar/1627810-argentina-llega-a-acuerdos-con-empresas-por-demandas-ante-el-banco-mundial>

eléctrica). No obstante, sería indispensable contar con mecanismos de transparencia en los procesos de construcción y un control más riguroso de los costos de los operadores por parte del ente de control para evitar que la posición dominante de un actor en la cadena obstruya el acceso de sus competidores.

- Respecto al modelo de frontera estocástica, una forma de mejorar la estimación de la ineficiencia sería incorporar información contable de empresas que no coticen en bolsa (que, por su parte, no es gratuita) o proponer una variable *proxy* de gastos de mantenimiento. Este desafío está limitado a la disponibilidad de la información y su confidencialidad. Además, los nuevos datos deben ser homogéneos con las empresas ya incorporadas y deben contener información desagregada de las variables del modelo.
- El modelo MLP puede ser perfeccionado en varios aspectos que implicarían mejores predicciones. En general, se podrían incorporar algunas de las variantes que admiten estacionalidad o modelado de varianza.
- Adicionalmente, el algoritmo que permuta variables de entrada podría ser reemplazado por otra técnica de búsqueda. Por ejemplo, Čeperić et al. (2017) diseñan una red para predicción de demanda de gas en el corto plazo incorporando un algoritmo de selección de variables, el cual descarta o agrega *inputs* en la fase de entrenamiento.

Se reconoce la oportunidad de llevar a cabo otros estudios interdisciplinarios que dependen de avances teóricos y metodológicos en otras áreas de la ciencia:

- La estimación de los parámetros α y ρ_t requieren del estudio desde el punto de vista político para poder estimar una forma funcional. Es necesario, a su vez, contemplar la posibilidad de que ambas variables se influyan mutuamente.

- El trabajo de frontera estocástica en costos podría ser replicado utilizando redes neuronales artificiales con el fin de contemplar no linealidades de la función de producción. Al respecto, los estudios de ANN sobre eficiencia han sido mayoritariamente desarrollados para la detección de ineficiencia técnica⁸⁹. Más aún, la división del término de error entre un elemento de ruido blanco y otro de ineficiencia no ha sido implementada en la fase de entrenamiento de modo que el proceso de optimización numérico se desarrolle teniéndola en cuenta. Esta separación suele ser hecha una vez obtenidos los errores de predicción (Athanasopoulos y Curram, 1996).
- Los desarrollos actuales de redes neuronales artificiales están enfocados a grandes bases de datos. Goodfellow et al. (2016) reconocen avances en el estudio de técnicas orientadas a bases de datos con pocas observaciones que son las predominantes en el área de las Ciencias Sociales.

⁸⁹ Ver sección 5.2.3

6.3 Principales contribuciones

- De Meio Reggiani M., Vazquez M., Hallack M., Brignole N.B. (2018). The role of governmental commitment on regulated utilities. *Energy Economics*, preliminarmente aceptado, sujeto a correcciones a enviar antes de enero de 2019.
- De Meio Reggiani, M. (2018). The Hold-up problem in the natural gas transport industry: the Argentinean case in the 2000s. Seminario llevado a cabo en Banco Interamericano de Desarrollo, Washington, E.E.U.U.
- De Meio Reggiani, M., & Viego, V., & Brignole, N.B. (2018). Efficiency and the Hold-up Problem in Regulated Industries: Empirical Evidence on the Natural Gas Transport Industry. 22st Annual Conference of the Society for Institutional & Organizational Economics. HEC University, Montreal, Canadá.
- De Meio Reggiani, M., & Hallack, M., & Vazquez, M., & Brignole, N.B. (2017). Hold-up in Regulated Contracts: the Argentinean Natural Gas Transmission System Case. 21st Annual Conference of the Society for Institutional & Organizational Economics. Columbia University, Nueva York, E.E.U.U.
- De Meio Reggiani, M., & Hallack, M., & Vazquez, M., & Brignole, N.B. (2017). Violación de contratos en industrias reguladas. El caso del transporte de gas natural en Argentina. Ciclo SIRA, Instituciones de Investigaciones Económicas y Sociales del Sur, CONICET-UNS, Bahía Blanca, Argentina.
- De Meio Reggiani, M. (2016). Los desafíos de la política energética argentina: Panorama y propuestas. *Reseña bibliográfica. Estudios Económicos*. Vol. 33, n. 67, pp. 119-121.
- Oteiza P.P., De Meio M., Rodriguez D.A., Viego V., Brignole N.B. (2015). Metaheuristic Techniques for the Optimal Design of NGL Pipelining. 12th International Symposium on Process Systems Engineering and 25th ESCAPE (subserie: Computer-Aided Chem. Eng.), 37, 785-790, Elsevier, 2015.

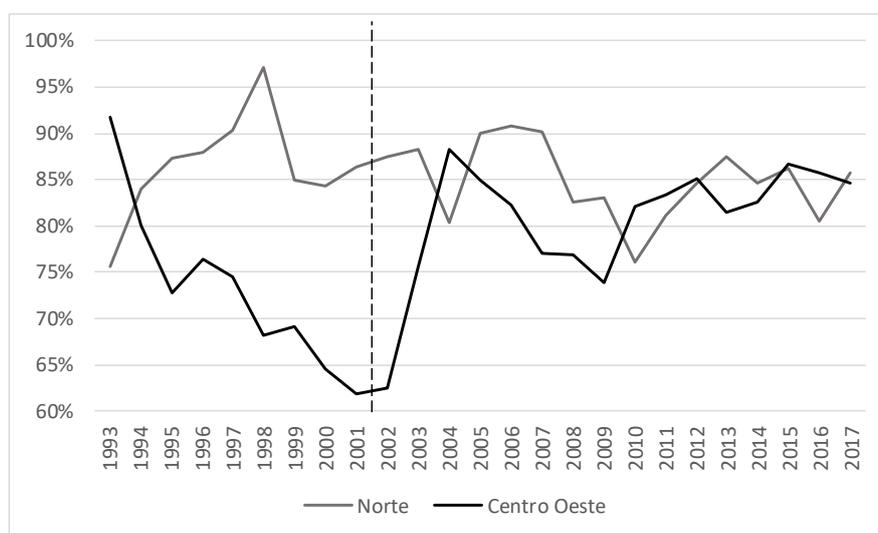
Anexos

Anexo A. Empresas argentinas de transporte de gas natural

A.1 Transportadora de Gas del Norte S.A

Por la transacción se pagó 28 millones de pesos en efectivo y 182,2 millones de pesos equivalentes a efectivo con títulos públicos. Al inicio de las operaciones el activo fijo de la compañía se componía del Gasoducto Norte, conectado al yacimiento salteño Campo Durán y a Bolivia, y el Gasoducto Centro Oeste, que recibe el caudal del yacimiento Loma la Lata. En total, la sociedad inició con 4.679 km de cañerías y una planta procesadora (Caimancito). El factor de carga durante el período 1992-2001 fue decreciendo debido a la ampliación por medio de *loops* y compresores en el gasoducto que conecta a la provincia neuquina (Figura A.1). Esta ampliación estuvo motivada en el incremento de la producción doméstica.

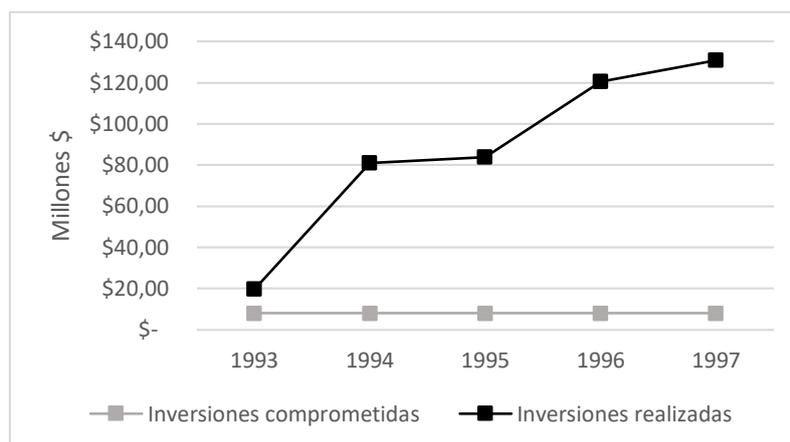
Figura A.1 – Factor de carga promedio anual de TGN entre 1993 y 2017



Fuente: elaboración propia en base a el sitio ENARGAS

El pliego exigía que TGN invirtiera 8 millones de pesos anuales durante el primer quinquenio. No obstante, la suma declarada por la empresa durante la primera revisión tarifaria fue estrictamente superior (Figura A.2). Luego de la introducción de los Indicadores de Calidad (D. 1.192/1999), las inversiones debían estar destinadas al mejoramiento de los distintos índices. Al final del período 1992-2001, las principales obras incluyeron la construcción de 1.240 km en cañerías y siete nuevas plantas compresoras, permitiendo incrementar la capacidad en un 130% (Transportadora de Gas del Norte S.A., 2001).

Figura A.2 – Inversiones exigidas vs. realizadas según TGN entre 1993 y 1997

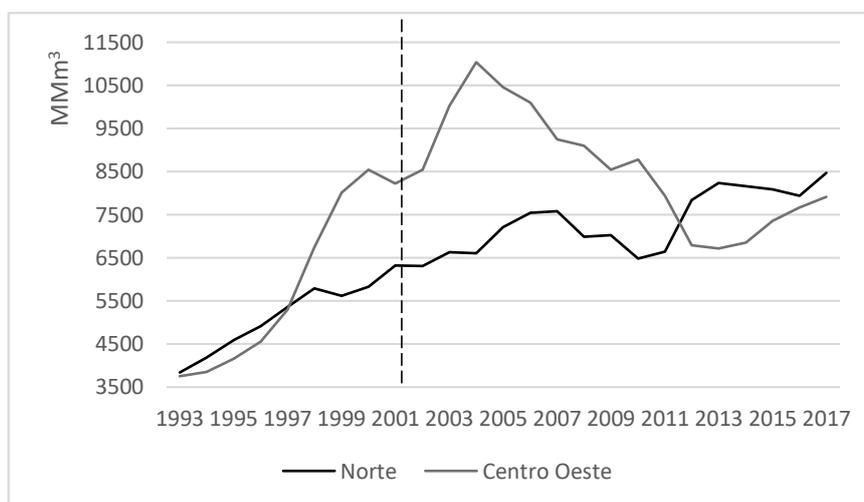


Fuente: elaboración propia en base a el sitio Memoria de las Privatizaciones

Los fideicomisos implicaron la ampliación de la capacidad del Gasoducto Norte y Centro Oeste, agregando 242 km de cañerías en total y 3 compresores.

El flujo transportado ha sido creciente en respuesta al aumento paulatino de la demanda doméstica (Figura A.3). Si bien se puede observar un período de estabilización del consumo durante la recesión entre 1999 y 2001, luego el gasoducto Centro Oeste exhibe un importante caudal transportado durante la época donde las exportaciones eran permitidas (hasta 2007). El gasoducto Norte, cuyo origen eran las cuencas salteñas y bolivianas, tuvo un comportamiento más parsimonioso que el Centro Oeste. Hacia el final de la serie, la producción doméstica proveniente de Loma La Lata tuvo un declive mientras que el nuevo caudal de GNL inyectado en el puerto de Escobar incrementó el flujo del gasoducto Norte.

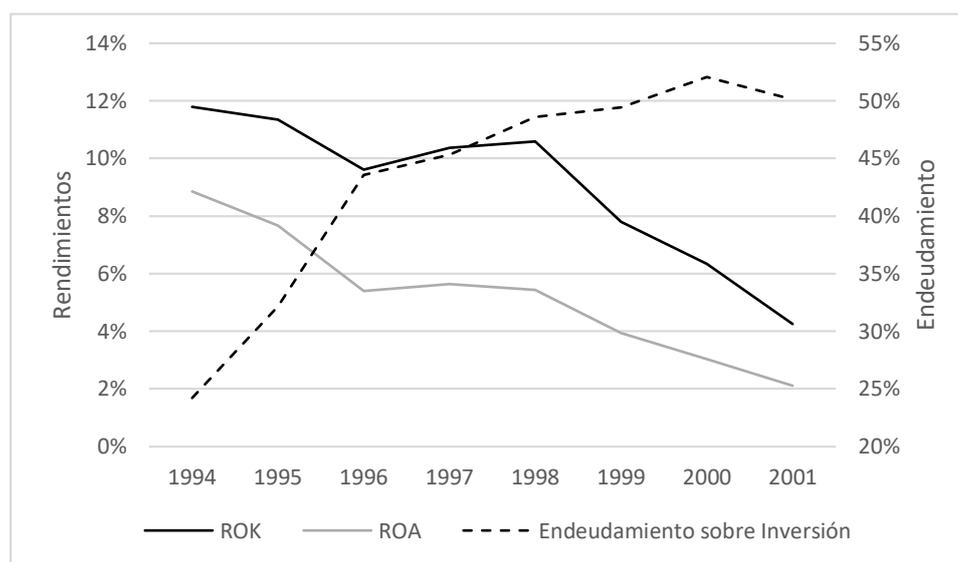
Figura A.3 – Gas de productores recibido por TGN entre 1993 y 2017



Fuente: elaboración propia en base a el sitio ENARGAS

Los resultados contables del período 1994-2001 mostraron una rentabilidad sobre el activo (ROA) decreciente⁹⁰. En parte se debe a un aumento de las inversiones y en otro debido al progresivo endeudamiento. El índice de Endeudamiento sobre Inversión (*Deuda total/Activo*) muestra un crecimiento alarmante debido a que las expansiones fueron financiadas con Obligaciones Negociables. Tanto la recesión económica como la inclusión de intereses impactó en la rentabilidad sobre el patrimonio (ROK), aunque las cifras siempre se mantuvieron en valores positivos. Las razones contables se sintetizan en la Figura A.4.

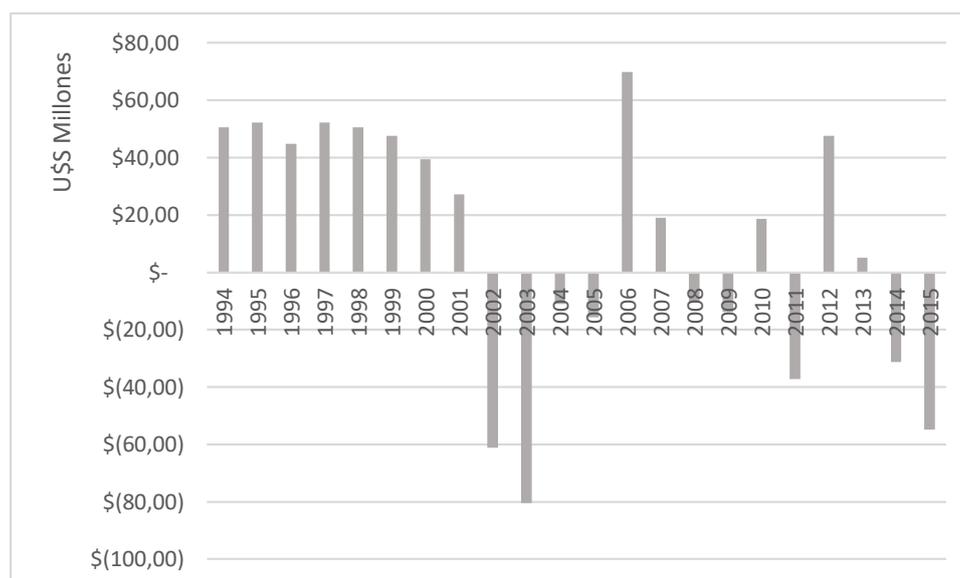
Figura A.4 – Principales razones contables de TGN entre 1993 y 2001



Fuente: elaboración propia en base a los estados contables de TGN

Luego del congelamiento tarifario y la salida de la convertibilidad, TGN exhibió fuertes resultados negativos. La falta de ajuste posterior a la salida de la convertibilidad ha producido razones financieras inconsistentes puesto que la distorsión en la subvaluación de activos fijos subestima o sobreestima los resultados, dependiendo del caso. No obstante, la Figura A.5 revela los resultados netos en U\$. Los resultados positivos de 2006 y 2012 obedecen a la reestructuración de deuda, equivalentes a la porción de pasivos descontada.

⁹⁰ Las ratios fueron calculadas sobre el valor de libros.

Figura A.5 – Resultado neto de TGN entre 1993 y 2015

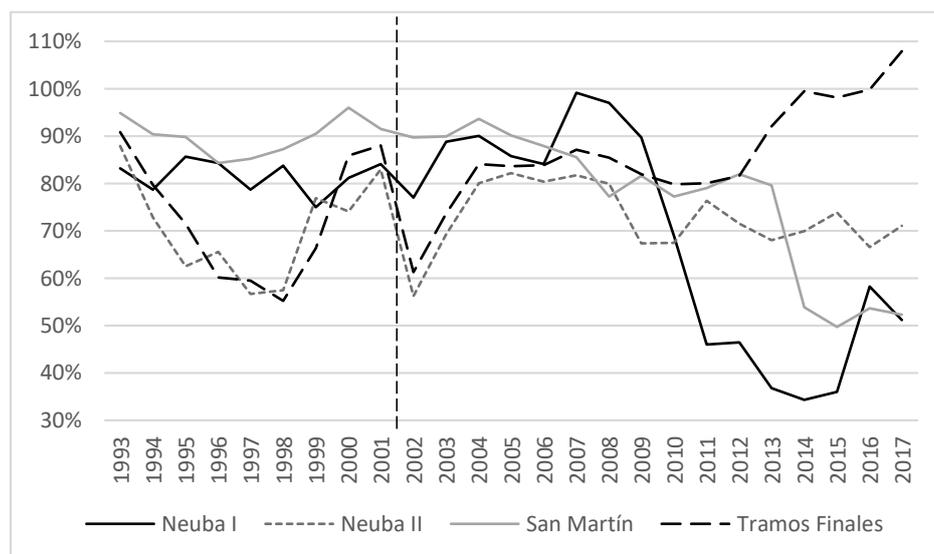
Fuente: elaboración propia en base a los estados contables de TGN

A.2 Transportadora de Gas del Sur S.A

La Compañía de Inversiones de Argentina S.A. (CIESA) obtuvo el control de los gasoductos NEUBA I, NEUBA II y San Martín. La adjudicación fue abonada por medio de un pago en efectivo de 100 millones de pesos y mediante la entrega de bonos por un valor equivalente de 256,18 millones de pesos. Los activos transferidos constaban de 5.911 km de gasoductos, y 7 plantas procesadoras. Entre ellas, se destaca el complejo Gral. Cerri que consta de una planta de separación de líquidos del gas natural.

El factor de compresión muestra una mejora sustancial en NEUBA II (Loma La Lata) hasta 1997. Luego, se observa un valle durante el período de recesión económica y una posterior recuperación en 2004. Por otro lado, el caudal transportado por NEUBA I desde Plaza Huincul ha sido constante hasta 2007, cuando alcanzó un factor de carga de 99%. Luego, las ampliaciones al sistema San Martín y Neuba I significaron un descenso del factor de carga. No obstante, se puede apreciar un cambio en la tendencia a partir de 2015 (Figura A.6).

Figura A.6 – Factor de carga promedio anual de TGS entre 1993 y 2017

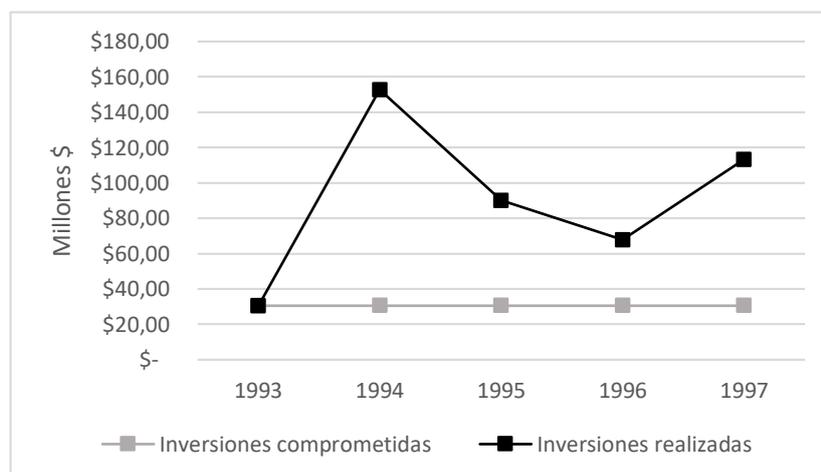


Fuente: elaboración propia en base a el sitio ENARGAS

Se denominan Tramos Finales a los gasoductos cercanos al conurbano bonaerense. Se puede apreciar que en los últimos años esta estructura estaría alcanzando el nivel máximo de capacidad instalada.

Las inversiones requeridas para TGS debían alcanzar los 30,6 millones de pesos anuales para los primeros 5 años (Figura A.7). Durante ese lapso, la compañía reporta haber excedido dicha suma. De hecho, hacia finales del 2001 la compañía invirtió U\$S 1.100 millones en 804 km de cañerías y 184.280 HP de capacidad de compresión.

Figura A.7 – Inversiones exigidas vs. realizadas según TGS entre 1993 y 1997



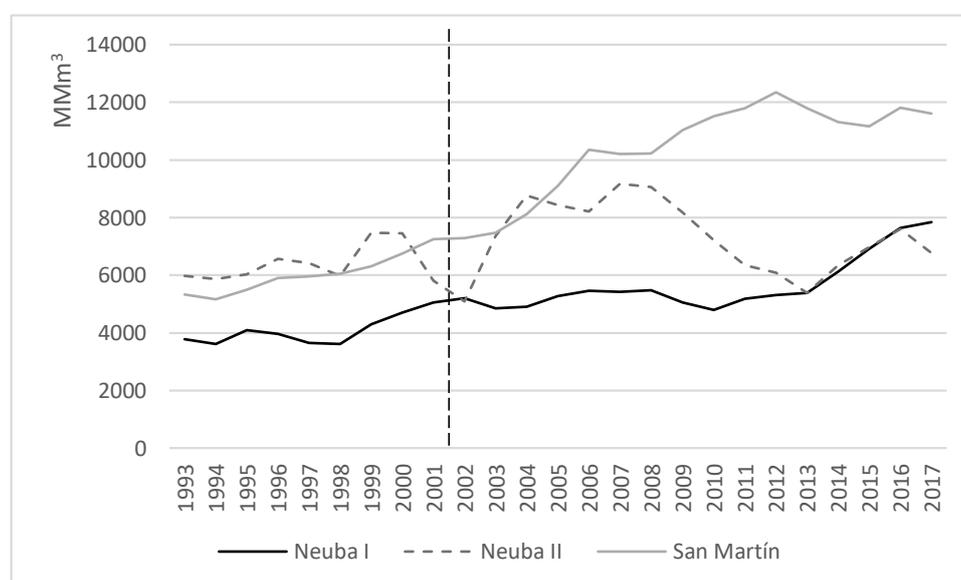
Fuente: elaboración propia en base a el sitio Memoria de las Privatizaciones

Además, se incursionó en el mercado de las telecomunicaciones a partir de 1998 mediante su subsidiaria Telcosur, aprovechando la distribución geográfica de las redes. Hacia fines de 2001 se expandió la planta de líquidos de gas natural de Gral. Cerri y los Gasoductos San Martín y Neuba II (Transportadora de Gas del Sur S.A., 2001).

Las obras relacionadas al fideicomiso 2004-2006 abarcarían la creación de 502 km de gasoductos paralelos (*loops*) en el Gasoducto San Martín, entre los cuales se incluyó al proyecto Magallanes que une la provincia de Tierra del Fuego con Santa Cruz.

El caudal recibido de los productores se incrementó al ritmo de la demanda doméstica, aunque el volumen transportado por NEUBA II sufrió un leve descenso en la crisis del 2001 y después de 2007 tras la disminución de la producción en Loma La Lata (Figura A.8). Con la producción de Vaca Muerta, la tendencia se revirtió a partir de 2013.

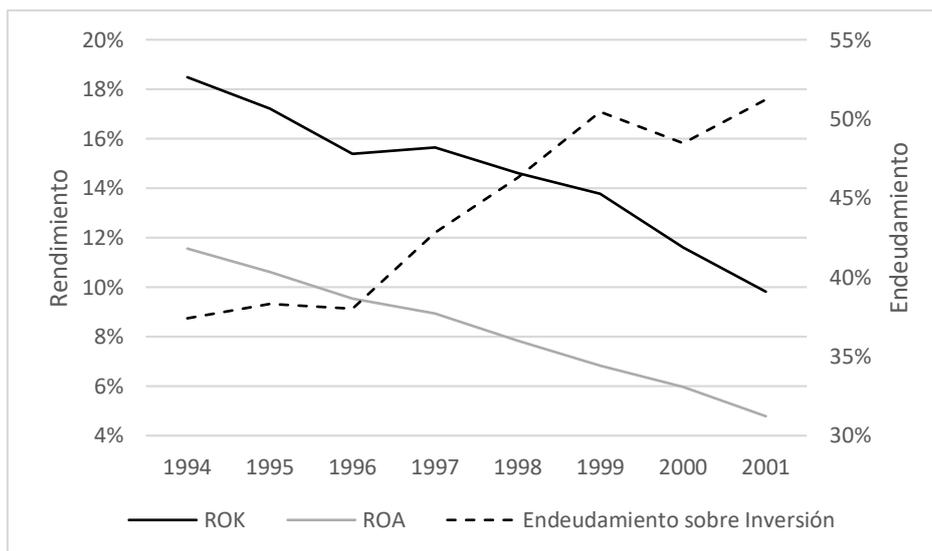
Figura A.8 – Gas de productores recibido por TGS entre 1993 y 2017



Fuente: elaboración propia en base a el sitio ENARGAS

La dinámica de las razones contables que describen el desempeño financiero de la compañía es similar a la de TGN durante el período 1994-2001. La Figura A.9 muestra el mismo comportamiento del endeudamiento destinado a financiar inversiones, acompañado de un deterioro constante de las ratios de rendimiento sobre los activos y el patrimonio.

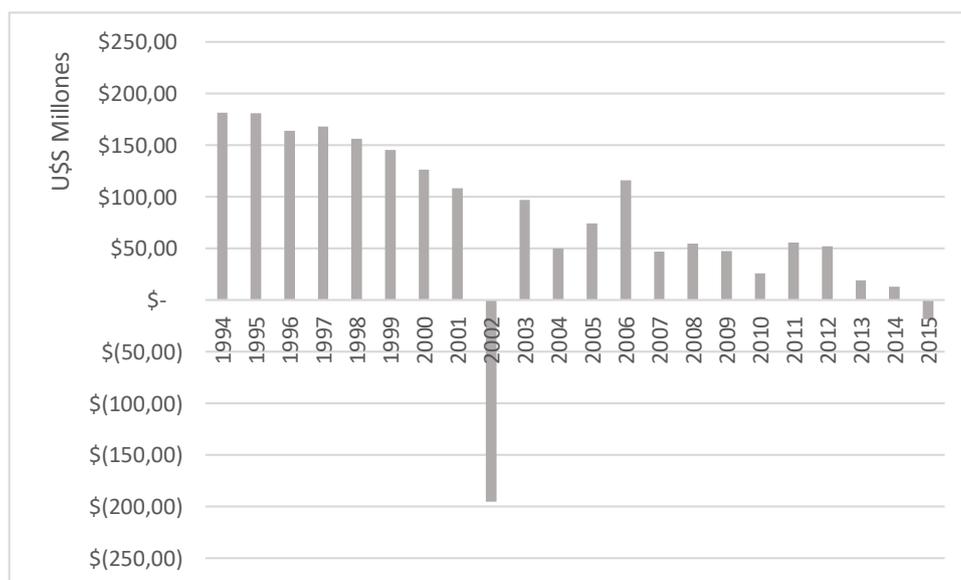
Figura A.9 – Principales razones contables de TGS entre 1993 y 2001



Fuente: elaboración propia en base a los estados contables de TGS

Respecto a los resultados de la compañía, debe recordarse que TGS desarrolla el procesamiento de líquidos de gas natural en la Planta de G. Cerri. Los ingresos de esta actividad han ayudado a sobrellevar las tarifas congeladas en 2002⁹¹. A pesar de ello, el resultado de 2006 obedece a la reestructuración de pasivos acordada en 2005.

Figura A.10 – Resultado neto de TGS entre 1993 y 2015



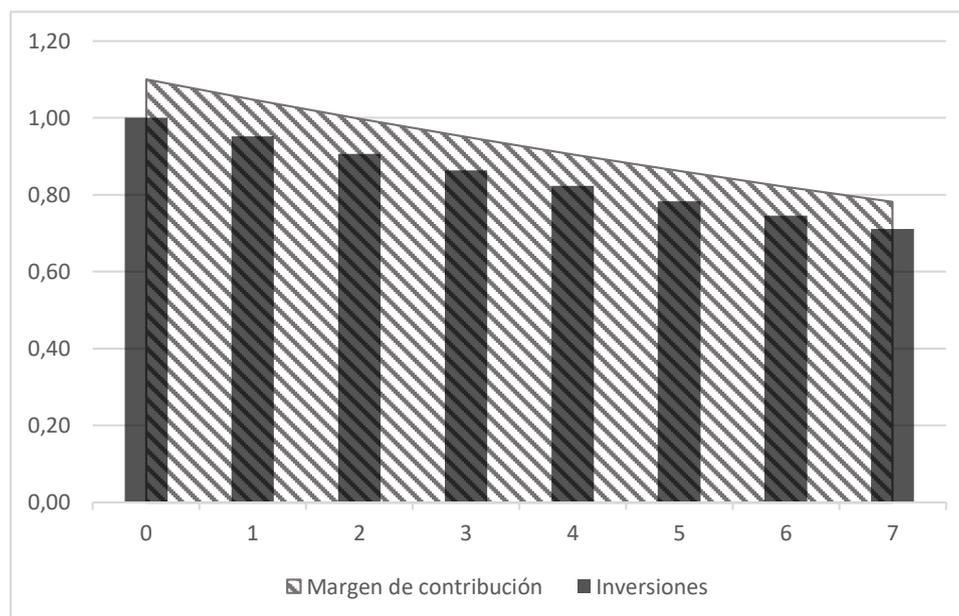
Fuente: elaboración propia en base a los estados contables de TGS

⁹¹ Ver sección 2.4.6

Anexo B. Ejemplo numérico de las variables α y ρ_t

El siguiente ejemplo de contrato cumpliría con los requerimientos para ser considerado un equilibrio bajo el modelo de Salant y Woroch (1992). Por cuestiones de simplicidad, se considera un contrato de 7 períodos con inicio de operaciones en el momento 0. El contrato requiere efectuar inversiones en un bien de uso de 1,00 anualmente, comenzando desde $t = 0$. Este bien se amortiza íntegramente (es decir, no es durable).

Figura B.1 – Función de pagos del inversor al inicio



Valor descontado del margen de contribución vs. inversiones descontadas

El acuerdo consiste en la provisión de 1 unidad de un bien con precio 1,60. El costo operativo es de 0,50. Considerando una tasa de interés r del 5% y costo de oportunidad (π_0) nulo, un inversor obtiene la rentabilidad descrita en la Ecuación B.2.

$$\pi_j = \sum_{t=0}^7 \{1,6 - 0,5 - 1\} \times \frac{1}{(1+0,05)^t} = 0,678637 \quad (\text{B.2})$$

La Figura B.1 muestra el flujo de fondos descontado de este proyecto, segregando el margen de contribución (ingresos deducido de costos operativos) de la corriente de inversiones.

Se puede verificar que, bajo estas condiciones de contratación, la función de pagos del gobierno π_s es menor o igual cero siempre que la tasa de descuento sea del 5% en forma constante. Por ejemplo, un gobierno podría evaluar una medida que beneficie al consumidor

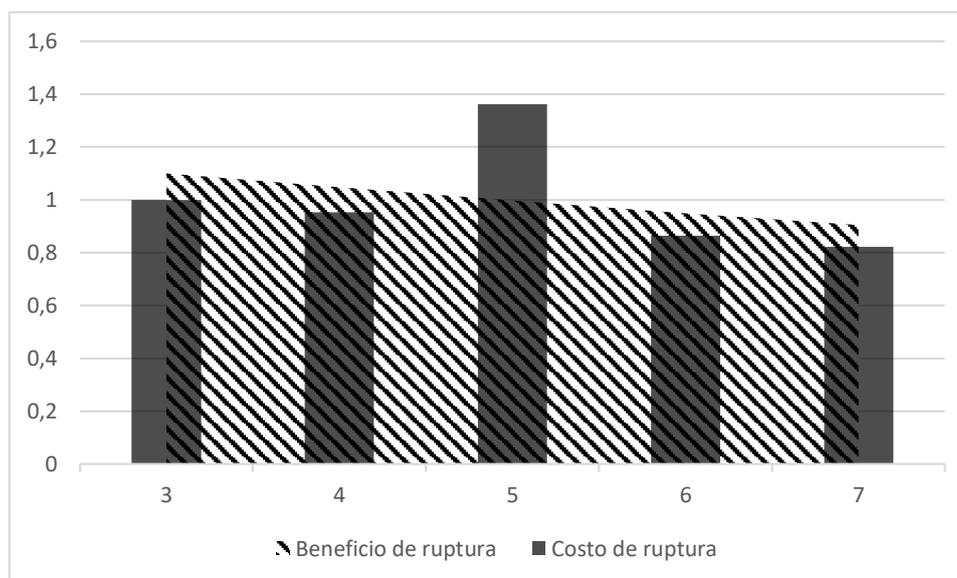
en $t = 3$ debido a elecciones en $t = 4$. El beneficio del gobierno por romper el contrato consiste en transferir el margen de contribución en manos del consumidor bajando la tarifa. Por otro lado, el gobernante debería ponderar los costos de ruptura. Estos costos se conforman a partir de las inversiones comenzando en el período 3, inclusive, como consecuencia de la estrategia del gatillo. Además, el inversor debe ser indemnizado por el lucro cesante y las inversiones no recuperadas, si hubiera. El lucro cesante consiste en la renta prevista en el contrato dada la demanda estimada (Ecuación B.3).

$$\text{Lucro cesante} = \sum_{t=3}^7 \{1,6 - 0,5 - 1\} \times \frac{1}{(1+0,05)^t} = 0,4546 \quad (\text{B.3})$$

Estos costos de ruptura deben ser eventualmente afrontados, aunque no siempre son inmediatos. A modo de ejemplo, si el laudo tuviese lugar en $t = 5$, su valor equivalente sería 0,5012, incluyendo intereses.

La función de pagos del gobierno en este primer ejemplo se refleja en la Figura B.2. Por un lado, obtiene un beneficio de ruptura equivalente a la renta transferida al consumidor. Pero por otro, deberá afrontar la cláusula penal. El resultado es $\pi_S = 0$ y, por ende, decidiría no romper.

Figura B.2 – Función de pagos del gobierno al evaluar una decisión de ruptura en $t = 3$



Valor descontado del margen de contribución vs. inversiones descontadas

Si ahora se supone un perfil altamente oportunista con $\alpha = 100$, es posible analizar la misma decisión de ruptura en $t = 3$ con un laudo en $t = 5$. El resultado de la decisión dependerá

cómo evalúe las penalidades por incumplimiento. Si las chances de victoria fuesen tan elevadas que no fuese necesaria ninguna política “populista”, entonces sería previsible que el laudo a enfrentar impacte en su propia administración. Esta ponderación subjetiva respecto al costo de ruptura equivale a que $\rho_5 = 1$, visto que la valoración subjetiva de afrontar el laudo es significativa. La Ecuación B.4 muestra una sucesión de ρ_t acorde a este ejemplo.

$$\rho_{t=\{1,1,1,1,1\}} \quad (\text{B.4})$$

Esta sucesión implica que todos los eventos negativos entre el período 3 y 7 son importantes para el gobierno. Aplicando la definición de $\delta_t = \frac{1}{1+r \times \alpha^{1-\rho_t}}$, una administración que presenta un perfil de acuerdo a la Ecuación B.4 con $\alpha = 100$ obtendrá un factor de descuento igual al de un gobierno con un perfil no oportunista (Ecuación B.5). Evaluar la decisión de romper el contrato utilizando este perfil confluye al mismo resultado presentado en la Figura B.2 y no habría ruptura.

$$\delta_{t=\{1; 0,9523; 0,9070; 0,8638; 0,8227\}} \quad (\text{B.5})$$

Por el contrario, una sucesión según la Ecuación B.6 implica que lo que suceda a partir del período 4 carece de importancia relativa respecto al período 3.

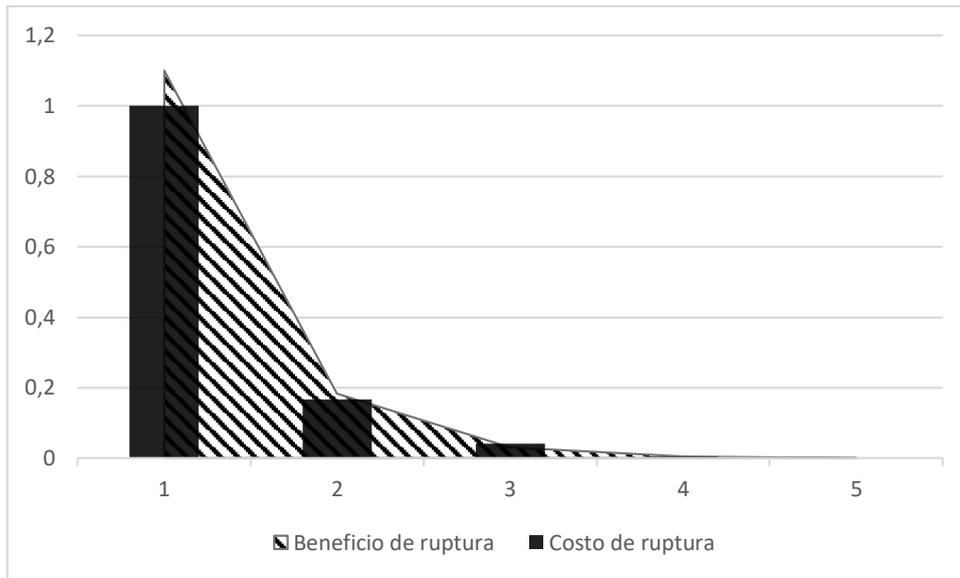
$$\rho_{t=\{1,0,0,0,0\}} \quad (\text{B.6})$$

La incertidumbre respecto a una victoria podría desatar medidas cortoplacistas tendientes a mejorar el bienestar del votante. Si así fuera, una sucesión de factores de descuento δ_t penalizarían los flujos de fondos en $t \geq 4$ (Ecuación B.6).

$$\delta_{t=\{1; 0,1666; 0,0278; 0,0046; 0,0007\}} \quad (\text{B.7})$$

Cuando se consideran los flujos de fondos que dan origen a la Figura B.2 pero utilizando el factor de descuento en la Ecuación B.6, las penalidades futuras carecen de valor actual y la función de pagos π_s arroja un valor positivo (0,1060). Es importante destacar el abrupto descenso en la sucesión detallada en la Ecuación B.7 en comparación a descrita por la Ecuación B.5. En consecuencia, la Figura B.3 representa un contrato que sería quebrantado.

Figura B.3 – Función de pagos del gobierno al evaluar una decisión de ruptura en $t = 3$ con $\alpha = 100$ y $\rho_t = \{1, 0, 0, 0, 0\}$



Valor descontado del margen de contribución vs. inversiones descontadas

Anexo C. Estática comparativa para el caso del peor escenario para el inversor

El peor escenario para el inversor puede ser descrito por las Ecuaciones 2.9 y 2.10. Este caso particular se configura cuando las inversiones y las penalidades están previstas que sean efectivas luego del período de elecciones. En otras palabras, $FPC_t = I_t(K_C) = 0 \forall t \leq t'$, mientras que $FPC_t > 0$ o $I_t(K_C) > 0 \forall t > t'$. Un gobierno oportunista puede explotar esta situación al bajar las tarifas antes de t' dado que aun así tendría la provisión el servicio público garantizado. Esta reflexión es válida en la medida que el precio sea lo suficientemente alto como para permitir a la compañía operar. El comportamiento oportunista tiene serias consecuencias cuando mantener o ganar poder tiene mayor importancia que enfrentar las consecuencias futuras de un acto defraudador ($\rho_t = 0$).

El impacto de $\alpha \in [1, \infty)$ en el flujo de caja de un proyecto se refleja en la tasa de descuento. Es decir, el oportunismo actuaría como una prima de riesgo que favorece los valores presentes. Cuando α tiende a un valor significativo, la tasa de descuento luego de t' tiende a cero siempre que la percepción de las consecuencias negativas luego de t' por los actos defraudadores cometidos con anterioridad fuese desdeñable para el partido gobernante, es decir, $\rho_t = 0 \forall t > t'$ (Ecuación B.1).

$$(B.1) \quad \lim_{\alpha \rightarrow \infty} \delta_t = 1/(1 + r \times \alpha^{1-\rho_t}) = 0 \quad \forall \rho_t = 0 \forall t > t'$$

Por otro lado, si las consecuencias negativas de cometer la defraudación fuesen relevantes luego de t' ($\rho_t = 1 \forall t > t'$), δ_t arrojaría un valor positivo (Ecuación B.2).

$$(B.2) \quad \lim_{\alpha \rightarrow \infty} \delta_t = 1/(1 + r \times \alpha^{1-\rho_t}) = 1/(1 + r) \quad \forall \rho_t = 1 \forall t > t'$$

Además, si las instituciones fuesen lo suficientemente fuertes como para disuadir cualquier comportamiento fraudulento, α tendería a su mínimo valor ($\alpha \rightarrow 1$). Esto significa que el valor futuro de los flujos de caja sería estrictamente positivo sin importar el valor de ρ_t (Ecuación B.3).

$$(B.3) \quad \lim_{\alpha \rightarrow 1} \delta_t = 1/(1 + r \times \alpha^{1-\rho_t}) = 1/(1 + r) \quad \forall t > t'$$

Habiendo descrito cómo se comporta la tasa de descuento δ_t de acuerdo a perfiles extremos, la sumatoria de los beneficios y costos de ruptura puede ser dividida en dos secciones. La primera de ellas va desde cualquier punto anterior a las elecciones ($i < t'$) hasta el período electoral t' , mientras que la segunda continúa hasta el final del contrato T .

Tanto la Ecuación 2.9 como la Ecuación 2.10 surgen de evaluar los beneficios y costos de ruptura del contrato (Ecuación 2.7 y Ecuación 2.6 respectivamente) bajo el peor escenario

($\alpha \rightarrow \infty$ y $\rho_t = 0$). Para este fin, es conveniente dividir el flujo de fondos como fue descripto en el párrafo precedente (Ecuación B.4 y Ecuación B.5).

$$(B.4) \quad \sum_{t=i}^{\infty} BB_t \times \delta_t^t = \sum_{t=i}^{t'} [p_t - c_t(K_C)] \times q_t \times \delta_t^t + \sum_{t=t'+1}^{\infty} [p_t - c_t(K_C)] \times q_t \times \delta_t^t$$

$$(B.5) \quad \sum_{t=i}^{\infty} BC_t \times \delta_t^t = \sum_{t=i}^{t'} [FPC_t + I_t(K_C)] \times \delta_t^t + \sum_{t=t'+1}^{\infty} [FPC_t + I_t(K_C)] \times \delta_t^t$$

Dado que $\sum_{t=i}^{t'} BB_t \times \delta_t^t > 0$, la Ecuación B.4 tiene siempre un valor positivo. Por otra parte, la Ecuación B.5 tiene valor nulo en caso de peor escenario. El primer sumando tiende a cero visto que las inversiones y la cláusula penal son aplicables luego de t' . Luego, el segundo sumando también tiende a cero debido al factor subjetivo de descuento (Ecuación B.1). En conclusión, las Ecuaciones 2.9 y 2.10 surgen de evaluar a la Ecuación B.4 y la Ecuación B.5, respectivamente, en un contexto extremadamente desfavorable para el inversor.

Anexo D. Descripción de la base de datos de empresas transportadoras

La muestra se encuentra compuesta por compañías con una actividad homogénea. En otras palabras, las ocho empresas que componen el panel tienen como actividad principal el transporte de gas natural. No obstante, el universo de empresas transportadoras es superior, y la ausencia de varias de ellas en el presente estudio obedece a distintas causas.

El primer grupo significativo de compañías descartadas son aquellas cuyo objeto comprende la totalidad de las actividades del sector de hidrocarburos o energético. Dado que la información brindada en los balances no permite atribuir con certeza los costos de comercialización, administración y financieros a cada actividad (producción, transporte, refinamiento, distribución y la producción de energía renovable), la comparabilidad respecto a empresas especializadas en transporte se vería afectada. En este conjunto de compañías pueden citarse, por ejemplo:

- *BOTAŞ Petroleum Pipeline Corporation* (Turquía)
- *China National Petroleum Corporation* (China)
- *Egyptian Natural Gas Holding Company* (Egipto)
- *Gail* (India)
- *Gasum* (Finlandia)
- *Gazprom* (Rusia)
- *Japex* (Japón)
- *MOL Group* (Hungría)
- *National Iranian Gas Company* (Irán)
- *OMV* (Austria)
- *PDVSA* (Venezuela)
- *Pemex* (Méjico)
- *Petrochina* (China)
- *Statoil* (Noruega)
- *Syrian Petroleum Company* (Siria)
- *Wingas* (Alemania)

Otro grupo de consideración son todas las empresas de transporte de gas natural radicadas en Estados Unidos. Existen dos razones por las cuales no han sido incluidas a pesar de la significativa importancia en el sector de transporte. La primera es el hecho de que el mercado no está regulado, tal cual sucede en el resto del mundo. El mercado estadounidense presenta la singular característica de ser el único cuyo desarrollo se basa en acuerdos contractuales entre oferta y demanda que rigen todos los aspectos del servicio, incluyendo las tarifas. La *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) obra de autoridad de verificación inicial y garantía de cumplimiento, revisando aspectos de seguridad y otorgando los permisos de paso y construcción (Hallack y Vazquez, 2014). Bajo esta radical diferencia en la organización del sector, donde el Estado no toma decisiones sobre cuestiones centrales en la dinámica de cada proyecto una vez que se encuentran en operaciones, los incentivos que determinan el

nivel de inversión y el riesgo de las empresas hace que las condiciones no sean comparables respecto al resto de la muestra.

Otra particularidad que ha sido motivo de exclusión de la muestra es la falta de discriminación de los distintos elementos del costo en los estados contables. Además de incluir en este grupo a las empresas estadounidenses (que también presentan esta carencia), se incluyen a las compañías canadienses y a las australianas. Entre las mismas se encuentran *Enbridge* (Canadá), *TransCanada Corporation* (Canadá) o *APA* (Australia).

Asimismo, debe resaltarse la falta de acceso público a los estados contables pertenecientes a *GRTgaz* (Francia) por tratarse de una compañía que no cotiza en bolsa. En el continente sudamericano, debe mencionarse la exclusión del gasoducto uruguayo *Cruz del Sur* de la muestra. Su descarte se basa en la falta de información respecto al número de empleados por año, cuestión que afecta severamente las estimaciones del salario medio.

Finalmente, otras compañías no contaban con la cantidad de períodos suficientes para formar parte de la muestra, ya sea por tratarse de proyectos relativamente nuevos (*Transportadora de Gas del Perú* o *TGI* de Colombia, por ejemplo) o por carecer de la totalidad de la información necesaria para las estimaciones (*Transgaz* de Rumania o *Gassco* de Noruega).

Anexo E. Detalle de las predicciones de los modelos MLP

Tabla E.1 – Modelo TGN-1 – Pérdidas

Totales

Variables	1	0	0	1	1	0	1	1	0	1	1	1	2	0	0	3	0	0	4	0	0	5	0	0	Total
0 0 0 0 0 1	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.12	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13
0 0 0 0 1 0	-0.14	-0.14	-0.14	-0.13	-0.14	-0.14	-0.14	-0.13	-0.14	-0.14	-0.13	-0.14	-0.14	-0.14	-0.14	-0.14	-0.14	-0.14	-0.14	-0.14	-0.14	-0.14	-0.14	-0.14	-0.14
0 0 0 0 1 1	-0.13	-0.13	-0.13	-0.12	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13
0 0 0 1 0 0	-0.11	-0.11	-0.12	-0.07	-0.11	-0.10	-0.09	-0.10	-0.09	-0.10	-0.10	-0.09	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10
0 0 0 1 0 1	-0.12	-0.12	-0.12	-0.10	1.52	0.00	-0.07	0.15	-0.07	0.15	-0.07	0.15	-0.07	0.15	-0.07	0.15	-0.07	0.15	-0.07	0.15	-0.07	0.15	-0.07	0.15	0.15
0 0 0 1 1 0	-0.13	-0.12	-0.12	-0.12	-0.13	-0.35	-0.25	-0.17	-0.13	-0.35	-0.25	-0.17	-0.13	-0.35	-0.25	-0.17	-0.13	-0.35	-0.25	-0.17	-0.13	-0.35	-0.25	-0.17	-0.17
0 0 0 1 1 1	-0.12	-0.12	-0.12	-0.13	-0.09	0.14	-0.12	-0.08	-0.12	-0.08	-0.12	-0.08	-0.12	-0.08	-0.12	-0.08	-0.12	-0.08	-0.12	-0.08	-0.12	-0.08	-0.12	-0.08	-0.08
0 0 1 0 0 0	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.15	-0.18	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16	-0.16
0 0 1 0 0 1	-0.14	-0.14	-0.13	-0.15	-0.14	-0.13	-0.13	-0.14	-0.14	-0.13	-0.13	-0.14	-0.14	-0.13	-0.13	-0.14	-0.14	-0.13	-0.13	-0.14	-0.14	-0.13	-0.13	-0.14	-0.14
0 0 1 0 1 0	-0.15	-0.14	-0.14	-0.14	-0.11	-0.09	-0.10	-0.12	-0.15	-0.14	-0.14	-0.14	-0.11	-0.09	-0.10	-0.12	-0.15	-0.14	-0.14	-0.11	-0.09	-0.10	-0.12	-0.15	-0.12
0 0 1 0 1 1	-0.14	-0.14	-0.13	-0.14	-0.15	-0.14	-0.13	-0.14	-0.14	-0.13	-0.13	-0.14	-0.14	-0.13	-0.13	-0.14	-0.14	-0.13	-0.13	-0.14	-0.14	-0.13	-0.13	-0.14	-0.14
0 0 1 1 0 0	-0.12	-0.11	-0.12	-0.11	-0.13	-0.12	-0.10	-0.12	-0.12	-0.11	-0.12	-0.10	-0.12	-0.12	-0.11	-0.12	-0.10	-0.12	-0.12	-0.11	-0.12	-0.10	-0.12	-0.12	-0.12
0 0 1 1 0 1	-0.13	-0.12	-0.13	-0.10	-0.09	-0.24	-0.09	-0.13	-0.13	-0.12	-0.13	-0.10	-0.09	-0.24	-0.09	-0.13	-0.13	-0.12	-0.13	-0.10	-0.09	-0.24	-0.09	-0.13	-0.13
0 0 1 1 1 0	-0.12	-0.11	-0.12	-0.11	-0.14	-0.22	-0.13	-0.14	-0.12	-0.11	-0.12	-0.11	-0.14	-0.22	-0.13	-0.14	-0.12	-0.11	-0.12	-0.11	-0.14	-0.22	-0.13	-0.14	-0.14
0 0 1 1 1 1	-0.12	-0.11	-0.12	-0.07	-0.15	-0.13	-0.12	-0.12	-0.12	-0.11	-0.12	-0.07	-0.15	-0.13	-0.12	-0.12	-0.12	-0.11	-0.12	-0.07	-0.15	-0.13	-0.12	-0.12	-0.12
0 1 0 0 0 0	-0.11	-0.11	-0.12	-0.12	-0.11	-0.10	-0.10	-0.11	-0.11	-0.10	-0.10	-0.11	-0.10	-0.10	-0.11	-0.10	-0.10	-0.11	-0.11	-0.10	-0.10	-0.11	-0.10	-0.10	-0.11
0 1 0 0 0 1	-0.12	-0.12	-0.12	-0.11	-0.10	-0.11	-0.10	-0.11	-0.10	-0.11	-0.10	-0.11	-0.10	-0.11	-0.10	-0.11	-0.10	-0.11	-0.10	-0.11	-0.10	-0.11	-0.10	-0.11	-0.11
0 1 0 0 1 0	-0.12	-0.13	-0.12	-0.10	-0.10	-0.09	-0.09	-0.11	-0.12	-0.13	-0.12	-0.10	-0.10	-0.09	-0.09	-0.11	-0.12	-0.13	-0.12	-0.10	-0.10	-0.09	-0.09	-0.11	-0.11
0 1 0 0 1 1	-0.13	-0.13	-0.13	-0.12	-0.14	-0.08	-0.09	-0.12	-0.13	-0.13	-0.12	-0.14	-0.08	-0.09	-0.12	-0.13	-0.13	-0.12	-0.14	-0.08	-0.09	-0.12	-0.13	-0.13	-0.12
0 1 0 1 0 0	-0.10	-0.09	-0.07	-0.04	-0.01	0.01	0.00	-0.04	-0.10	-0.09	-0.07	-0.04	-0.01	0.01	0.00	-0.04	-0.10	-0.09	-0.07	-0.04	-0.01	0.01	0.00	-0.04	-0.04
0 1 0 1 0 1	-0.08	-0.10	-0.12	-0.08	-0.03	0.01	0.02	-0.06	-0.08	-0.10	-0.12	-0.08	-0.03	0.01	0.02	-0.06	-0.08	-0.10	-0.12	-0.08	-0.03	0.01	0.02	-0.06	-0.06
0 1 0 1 1 0	-0.07	-0.09	-0.10	-0.03	-0.06	-0.07	-0.39	-0.11	-0.07	-0.09	-0.10	-0.03	-0.06	-0.07	-0.39	-0.11	-0.07	-0.09	-0.10	-0.03	-0.06	-0.07	-0.39	-0.11	-0.11
0 1 0 1 1 1	-0.10	-0.13	-0.13	-0.08	-0.08	-0.05	-0.05	-0.09	-0.10	-0.13	-0.13	-0.08	-0.08	-0.05	-0.05	-0.09	-0.10	-0.13	-0.13	-0.08	-0.08	-0.05	-0.05	-0.09	-0.09
0 1 1 0 0 0	-0.15	-0.15	-0.14	-0.15	-0.17	-0.16	-0.18	-0.16	-0.15	-0.15	-0.14	-0.15	-0.17	-0.16	-0.18	-0.16	-0.18	-0.16	-0.15	-0.15	-0.14	-0.15	-0.17	-0.16	-0.16
0 1 1 0 0 1	-0.14	-0.15	-0.14	-0.15	-0.14	-0.14	-0.12	-0.14	-0.14	-0.15	-0.14	-0.15	-0.14	-0.14	-0.12	-0.14	-0.14	-0.15	-0.14	-0.15	-0.14	-0.15	-0.14	-0.15	-0.14
0 1 1 0 1 0	-0.14	-0.13	-0.12	-0.11	-0.12	-0.11	-0.07	-0.11	-0.14	-0.13	-0.12	-0.11	-0.12	-0.11	-0.07	-0.11	-0.14	-0.13	-0.12	-0.11	-0.12	-0.11	-0.07	-0.11	-0.11
0 1 1 0 1 1	-0.15	-0.14	-0.14	-0.12	-0.11	-0.13	-0.12	-0.13	-0.15	-0.14	-0.14	-0.12	-0.11	-0.13	-0.12	-0.13	-0.15	-0.14	-0.14	-0.12	-0.11	-0.13	-0.12	-0.13	-0.13
0 1 1 1 0 0	-0.11	-0.11	-0.11	-0.12	-0.07	-0.06	-0.01	-0.08	-0.11	-0.11	-0.11	-0.12	-0.07	-0.06	-0.01	-0.08	-0.11	-0.11	-0.11	-0.12	-0.07	-0.06	-0.01	-0.08	-0.08
0 1 1 1 0 1	-0.13	-0.13	-0.13	-0.12	-0.10	-0.01	-0.08	-0.10	-0.13	-0.13	-0.13	-0.12	-0.10	-0.01	-0.08	-0.10	-0.13	-0.13	-0.13	-0.12	-0.10	-0.01	-0.08	-0.10	-0.10
0 1 1 1 1 0	0.10	-0.09	-0.11	-0.13	-0.10	-0.19	-0.12	-0.09	0.10	-0.09	-0.11	-0.13	-0.10	-0.19	-0.12	-0.09	-0.12	-0.09	0.10	-0.09	-0.11	-0.13	-0.10	-0.19	-0.09
0 1 1 1 1 1	-0.11	-0.12	-0.14	-0.11	0.07	-0.08	-0.06	-0.08	-0.11	-0.12	-0.14	-0.11	0.07	-0.08	-0.06	-0.08	-0.11	-0.12	-0.14	-0.11	0.07	-0.08	-0.06	-0.08	-0.08
1 0 0 0 0 0	-0.14	-0.10	-0.11	-0.15	-0.14	-0.14	-0.03	-0.12	-0.14	-0.10	-0.11	-0.15	-0.14	-0.14	-0.03	-0.12	-0.14	-0.10	-0.11	-0.15	-0.14	-0.14	-0.03	-0.12	-0.12
1 0 0 0 0 1	-0.12	-0.12	-0.11	0.13	-0.11	-0.08	0.03	-0.05	-0.12	-0.12	-0.11	0.13	-0.11	-0.08	0.03	-0.05	-0.12	-0.12	-0.11	0.13	-0.11	-0.08	0.03	-0.05	-0.05
1 0 0 0 1 0	-0.15	-0.14	-0.13	-0.07	-0.02	-0.04	0.00	-0.08	-0.15	-0.14	-0.13	-0.07	-0.02	-0.04	0.00	-0.08	-0.15	-0.14	-0.13	-0.07	-0.02	-0.04	0.00	-0.08	-0.08
1 0 0 0 1 1	-0.12	-0.12	-0.13	-0.10	-0.09	-0.07	-0.05	-0.10	-0.12	-0.12	-0.13	-0.10	-0.09	-0.07	-0.05	-0.10	-0.12	-0.12	-0.13	-0.10	-0.09	-0.07	-0.05	-0.10	-0.10
1 0 0 1 0 0	-0.07	-0.10	-0.11	0.39	0.08	0.00	-0.15	0.01	-0.07	-0.10	-0.11	0.39	0.08	0.00	-0.15	0.01	-0.15	-0.10	-0.11	0.39	0.08	0.00	-0.15	0.01	0.01
1 0 0 1 0 1	-0.11	-0.12	-0.13	-0.06	-0.02	-0.05	0.02	-0.07	-0.11	-0.12	-0.13	-0.06	-0.02	-0.05	0.02	-0.07	-0.11	-0.12	-0.13	-0.06	-0.02	-0.05	0.02	-0.07	-0.07
1 0 0 1 1 0	-0.10	-0.08	-0.09	-0.07	0.01	0.03	0.00	-0.04	-0.10	-0.08	-0.09	-0.07	0.01	0.03	0.00	-0.04	-0.10	-0.08	-0.09	-0.07	0.01	0.03	0.00	-0.04	-0.04

Variables	1	0	0	1	1	0	1	1	0	1	1	2	0	0	3	0	0	4	0	0	5	0	0	Total		
1 0 0 1 1 1	-0.12	-0.10	-0.11	-0.06	-0.07	-0.07	-0.08	-0.09	-0.12	-0.10	-0.11	-0.06	-0.07	-0.07	-0.08	-0.09	-0.08	-0.09	-0.12	-0.10	-0.11	-0.06	-0.07	-0.07	-0.08	-0.09
1 0 1 0 0 0	-0.12	-0.15	-0.14	-0.18	-0.17	-0.13	-0.19	-0.15	-0.12	-0.15	-0.14	-0.18	-0.17	-0.13	-0.19	-0.15	-0.19	-0.15	-0.12	-0.15	-0.14	-0.18	-0.17	-0.13	-0.19	-0.15
1 0 1 0 0 1	-0.12	-0.12	-0.12	-0.13	-0.14	-0.14	-0.17	-0.13	-0.12	-0.12	-0.12	-0.13	-0.14	-0.14	-0.17	-0.13	-0.17	-0.13	-0.12	-0.12	-0.12	-0.13	-0.14	-0.14	-0.17	-0.13
1 0 1 0 1 0	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.01	0.04	0.05	-0.06	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.01	0.04	0.05	-0.06	-0.13	-0.13	-0.13	-0.13	-0.01	0.04	0.05	-0.06	-0.06	-0.06
1 0 1 0 1 1	-0.12	-0.12	-0.12	-0.08	-0.06	-0.08	-0.03	-0.09	-0.12	-0.12	-0.12	-0.08	-0.06	-0.08	-0.03	-0.09	-0.12	-0.12	-0.12	-0.08	-0.06	-0.08	-0.03	-0.09	-0.09	-0.09
1 0 1 1 0 0	-0.12	-0.11	-0.11	-0.08	-0.06	0.02	-0.14	-0.09	-0.12	-0.11	-0.11	-0.08	-0.06	0.02	-0.14	-0.09	-0.12	-0.11	-0.11	-0.08	-0.06	0.02	-0.14	-0.09	-0.09	-0.09
1 0 1 1 0 1	-0.12	-0.12	-0.13	-0.07	-0.05	-0.06	-0.05	-0.09	-0.12	-0.12	-0.13	-0.07	-0.05	-0.06	-0.05	-0.09	-0.12	-0.12	-0.13	-0.07	-0.05	-0.06	-0.05	-0.09	-0.09	-0.09
1 0 1 1 1 0	-0.09	-0.10	-0.10	-0.05	-0.07	-0.09	0.03	-0.07	-0.09	-0.10	-0.10	-0.05	-0.07	-0.09	0.03	-0.07	-0.09	-0.10	-0.10	-0.05	-0.07	-0.09	0.03	-0.07	-0.07	-0.07
1 0 1 1 1 1	-0.12	-0.13	-0.11	-0.05	0.23	-0.05	-0.07	-0.04	-0.12	-0.13	-0.11	-0.05	0.23	-0.05	-0.07	-0.04	-0.12	-0.13	-0.11	-0.05	0.23	-0.05	-0.07	-0.04	-0.04	-0.04
1 1 0 0 0 0	-0.11																									

Tabla E.2 – Modelo TGS-1 – Pérdidas

Totales

Variables	1	0	0	1	1	0	1	1	1	2	0	0	3	0	0	4	0	0	5	0	0	Total	
0 0 0 0 0 1	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04
0 0 0 0 1 0	-0.04	-0.04	-0.04	-0.03	-0.04	-0.05	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04
0 0 0 0 1 1	-0.04	-0.04	-0.04	-0.05	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04
0 0 0 1 0 0	-0.08	-0.09	-0.08	-0.09	-0.11	-0.10	-0.13	-0.10	-0.10	-0.10	-0.13	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10	-0.10
0 0 0 1 0 1	-0.07	-0.07	-0.07	-0.08	-0.08	-0.09	-0.12	-0.08	-0.08	-0.08	-0.12	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08
0 0 0 1 1 0	-0.05	-0.05	-0.05	-0.08	-0.08	-0.07	-0.05	-0.06	-0.06	-0.06	-0.05	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06
0 0 0 1 1 1	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.04	-0.05	-0.01	-0.04	-0.04	-0.04	-0.01	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04
0 0 1 0 0 0	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06
0 0 1 0 0 1	-0.05	-0.04	-0.05	-0.05	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06
0 0 1 0 1 0	-0.04	0.29	-0.04	-0.02	0.00	0.03	0.11	0.05	0.05	0.05	0.11	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
0 0 1 0 1 1	-0.04	-0.04	-0.04	-0.05	-0.02	-0.01	-0.03	-0.04	-0.04	-0.04	-0.03	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04
0 0 1 1 0 0	-0.08	-0.06	-0.08	-0.07	-0.05	-0.14	-0.09	-0.08	-0.08	-0.08	-0.09	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08
0 0 1 1 0 1	-0.06	-0.06	-0.05	-0.06	-0.06	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05
0 0 1 1 1 0	-0.04	-0.04	-0.04	-0.02	0.01	-0.07	-0.05	-0.04	-0.04	-0.04	-0.07	-0.05	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04
0 0 1 1 1 1	-0.04	-0.04	-0.05	-0.04	-0.02	-0.01	0.00	-0.03	-0.03	-0.03	-0.01	0.00	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03
0 1 0 0 0 0	-0.04	-0.03	-0.05	-0.05	-0.04	-0.04	-0.03	-0.04	-0.04	-0.04	-0.03	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04
0 1 0 0 0 1	-0.05	-0.05	-0.03	-0.05	-0.04	-0.04	-0.02	-0.04	-0.04	-0.04	-0.02	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04
0 1 0 0 1 0	-0.03	-0.06	-0.04	-0.04	-0.04	-0.08	-0.08	-0.05	-0.05	-0.05	-0.08	-0.08	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05
0 1 0 0 1 1	-0.02	-0.04	-0.05	-0.03	-0.05	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03
0 1 0 1 0 0	-0.08	-0.06	-0.08	-0.08	-0.10	-0.09	-0.09	-0.08	-0.08	-0.08	-0.09	-0.09	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08
0 1 0 1 0 1	-0.06	-0.07	-0.06	-0.07	-0.05	-0.07	-0.08	-0.07	-0.07	-0.07	-0.08	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07
0 1 0 1 1 0	-0.06	-0.05	-0.05	-0.05	-0.14	-0.04	0.00	-0.06	-0.06	-0.06	-0.14	-0.04	0.00	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06
0 1 0 1 1 1	-0.02	-0.04	-0.05	-0.02	-0.01	-0.03	-0.01	-0.02	-0.02	-0.02	-0.03	-0.01	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02
0 1 1 0 0 0	-0.08	-0.06	-0.06	-0.08	-0.08	-0.08	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07
0 1 1 0 0 1	-0.06	-0.07	-0.05	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07
0 1 1 0 1 0	-0.05	-0.04	-0.04	-0.04	-0.01	-0.05	-0.06	-0.04	-0.04	-0.04	-0.01	-0.05	-0.06	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04
0 1 1 0 1 1	-0.05	-0.04	-0.04	-0.02	-0.03	-0.02	0.01	-0.03	-0.03	-0.03	0.01	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03
0 1 1 1 0 0	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.09	-0.09	-0.10	-0.08	-0.08	-0.08	-0.09	-0.09	-0.10	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08	-0.08
0 1 1 1 0 1	-0.06	-0.06	-0.05	-0.07	-0.07	-0.08	-0.10	-0.07	-0.07	-0.07	-0.08	-0.10	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07
0 1 1 1 1 0	-0.06	-0.05	-0.06	-0.04	-0.03	-0.05	-0.04	-0.05	-0.05	-0.05	-0.04	-0.05	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04
0 1 1 1 1 1	-0.05	-0.05	-0.05	-0.03	0.00	-0.05	-0.03	-0.04	-0.04	-0.04	-0.05	-0.03	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04
1 0 0 0 0 0	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04
1 0 0 0 0 1	-0.04	-0.04	-0.05	-0.05	-0.14	-0.07	-0.07	-0.06	-0.06	-0.06	-0.07	-0.07	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06
1 0 0 0 1 0	-0.04	-0.04	-0.03	-0.04	-0.04	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03
1 0 0 0 1 1	-0.04	-0.04	-0.04	-0.03	-0.03	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02
1 0 0 1 0 0	-0.07	-0.05	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07
1 0 0 1 0 1	-0.06	-0.05	-0.07	-0.06	-0.05	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06
1 0 0 1 1 0	-0.05	-0.04	-0.05	-0.03	-0.07	-0.05	0.02	-0.04	-0.04	-0.04	0.02	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04
1 0 0 1 1 1	-0.04	-0.05	-0.04	-0.03	-0.04	-0.03	-0.01	-0.04	-0.04	-0.04	-0.03	-0.01	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04
1 0 1 0 0 0	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.09	-0.04	-0.04	-0.05	-0.05	-0.05	-0.09	-0.04	-0.04	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05
1 0 1 0 0 1	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.06	-0.06	-0.07	-0.06	-0.06	-0.06	-0.07	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06
1 0 1 0 1 0	-0.04	-0.04	-0.04	-0.02	-0.01	-0.02	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.02	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03

Variables	1	0	0	1	1	0	1	1	1	2	0	0	3	0	0	4	0	0	5	0	0	Total	
1 0 1 0 1 1	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.03	-0.05	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04
1 0 1 1 0 0	-0.07	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.04	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06
1 0 1 1 0 1	-0.05	-0.06	-0.06	-0.05	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06
1 0 1 1 1 0	-0.03	-0.04	-0.03	-0.03	-0.02	-0.01	-0.01	-0.02	-0.02	-0.02	-0.01	-0.01	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02
1 0 1 1 1 1	-0.05	-0.04	-0.05	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03	-0.03
1 1 0 0 0 0	-0.07	-0.05	-0.06	-0.03	-0.04	-0.03	-0.04	-0.03	-0.04	-0.03	-0.04	-0.03	-0.04	-0.03	-0.04	-0.03	-0.04	-0.03	-0.04	-0.03	-0.04	-0.03	-0.05
1 1 0 0 0 1	-0.06	-0.06	-0.05	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06
1 1 0 0 1 0	-0.04	-0.05	-0.03	-0.04	-0.04	-0.04	-0.03	-0.04	-0.04	-0.04	-0.03	-0.04	-0.03	-0.04	-0.03	-0.04	-0.03	-0.04	-0.03	-0.04	-0.03	-0.04	-0.04
1 1 0 0 1 1	-0.01	-0.03	-0.03	-0.02	-0.02	0.02	0.00	-0.02	-0.02	-0.02	0.02	0.00	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02
1 1 0 1 0 0	-0.07	-0.06	-0.07	-0.01	-0.07	-0.10	-0.08	-0.07	-0.07	-0.10	-0.08	-0.07	-0.07	-0.07</									

Tabla E.4 – Modelo TGN-2 – Gas No

Contabilizado

Variables	1	0	0	1	1	0	1	1	1	2	0	0	3	0	0	4	0	0	5	0	0	Total
0 0 0 0 0 1	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.06	-0.05	-0.06	-0.06														-0.06
0 0 0 0 1 0	-0.06	-0.06	-0.05	-0.06	-0.06	-0.06	-0.07	-0.06														-0.06
0 0 0 0 1 1	-0.06	-0.06	-0.06	-0.05	-0.06	-0.05	-0.05	-0.06														-0.06
0 0 0 1 0 0	-0.03	-0.03	-0.03	0.00	-0.01	-0.01	-0.04	-0.02														-0.02
0 0 0 1 0 1	-0.04	-0.04	-0.04	0.00	0.01	0.01	0.03	-0.01														-0.01
0 0 0 1 1 0	0.01	-0.03	-0.02	0.00	-0.03	-0.14	-0.15	-0.05														-0.05
0 0 0 1 1 1	-0.04	-0.03	-0.03	-0.01	0.00	-0.02	-0.03	-0.02														-0.02
0 0 1 0 0 0	-0.09	-0.08	-0.08	-0.07	-0.08	-0.09	-0.10	-0.08														-0.08
0 0 1 0 0 1	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.05	-0.07														-0.07
0 0 1 0 1 0	-0.07	-0.07	-0.06	-0.07	-0.05	-0.05	-0.03	-0.06														-0.06
0 0 1 0 1 1	-0.06	-0.06	-0.05	-0.07	-0.06	-0.08	-0.07	-0.06														-0.06
0 0 1 1 0 0	-0.04	-0.04	-0.03	-0.06	-0.04	-0.04	-0.06	-0.04														-0.04
0 0 1 1 0 1	-0.05	-0.05	-0.05	-0.03	-0.02	-0.03	-0.03	-0.04														-0.04
0 0 1 1 1 0	-0.03	-0.05	-0.04	-0.13	-0.08	-0.12	-0.04	-0.07														-0.07
0 0 1 1 1 1	-0.03	-0.05	-0.05	-0.03	-0.03	-0.12	-0.06	-0.05														-0.05
0 1 0 0 0 0	-0.04	-0.04	-0.03	-0.03	-0.04	-0.02	-0.03	-0.03														-0.03
0 1 0 0 0 1	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.04	-0.02	-0.05	-0.05														-0.05
0 1 0 0 1 0	-0.05	-0.05	-0.06	-0.04	-0.05	-0.04	-0.02	-0.04														-0.04
0 1 0 0 1 1	-0.05	-0.05	-0.06	-0.05	-0.05	-0.04	-0.03	-0.05														-0.05
0 1 0 1 0 0	0.00	-0.02	-0.02	0.03	0.10	0.07	0.08	0.03														0.03
0 1 0 1 0 1	-0.04	-0.04	-0.05	0.01	0.06	0.07	0.03	0.01														0.01
0 1 0 1 1 0	0.03	-0.01	-0.02	0.00	0.01	0.02	-0.05	0.00														0.00
0 1 0 1 1 1	-0.06	-0.02	-0.05	-0.01	-0.04	0.01	0.04	-0.02														-0.02
0 1 1 0 0 0	-0.07	-0.06	-0.07	-0.09	-0.10	-0.12	-0.09	-0.09														-0.09
0 1 1 0 0 1	-0.08	-0.06	-0.08	-0.08	-0.05	-0.07	-0.07	-0.07														-0.07
0 1 1 0 1 0	-0.06	-0.05	-0.06	-0.05	-0.06	-0.04	-0.02	-0.05														-0.05
0 1 1 0 1 1	-0.06	-0.06	-0.07	-0.06	-0.03	-0.03	-0.04	-0.05														-0.05
0 1 1 1 0 0	-0.02	-0.03	-0.01	-0.01	0.00	0.00	-0.01	-0.01														-0.01
0 1 1 1 0 1	-0.05	-0.03	-0.06	-0.01	-0.02	-0.01	0.00	-0.03														-0.03
0 1 1 1 1 0	0.03	0.02	-0.01	-0.05	-0.01	-0.07	-0.06	-0.02														-0.02
0 1 1 1 1 1	-0.02	-0.03	-0.02	-0.02	-0.02	-0.02	-0.07	-0.03														-0.03
1 0 0 0 0 0	-0.03	-0.02	-0.04	-0.07	-0.04	-0.06	-0.01	-0.04														-0.04
1 0 0 0 0 1	-0.04	-0.04	-0.06	0.02	0.08	-0.04	0.04	-0.01														-0.01
1 0 0 0 1 0	-0.05	-0.06	-0.04	-0.01	0.02	0.03	0.03	-0.01														-0.01
1 0 0 0 1 1	-0.05	-0.05	-0.05	-0.02	-0.04	0.05	0.50	0.05														0.05
1 0 0 1 0 0	-0.03	-0.03	-0.03	0.16	0.08	0.10	0.03	0.04														0.04
1 0 0 1 0 1	-0.03	-0.04	-0.02	0.00	0.03	0.03	0.03	0.00														0.00
1 0 0 1 1 0	-0.02	0.00	-0.02	0.00	0.07	0.05	0.17	0.04														0.04
1 0 0 1 1 1	-0.03	-0.02	-0.03	0.03	0.05	0.06	0.20	0.03														0.03
1 0 1 0 0 0	-0.05	-0.05	-0.04	-0.05	-0.08	-0.09	-0.08	-0.06														-0.06
1 0 1 0 0 1	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.06	-0.06	-0.03	-0.05														-0.05

Variables	1	0	0	1	1	0	1	1	2	0	0	3	0	0	4	0	0	5	0	0	Total	
1 0 1 0 1 0	-0.03	-0.03	-0.04	0.00	0.04	0.00	0.05	0.00														0.00
1 0 1 0 1 1	-0.05	-0.04	-0.06	-0.03	-0.01	-0.03	0.01	-0.03														-0.03
1 0 1 1 0 0	-0.04	-0.05	-0.06	-0.01	0.03	0.00	-0.04	-0.03														-0.03
1 0 1 1 0 1	-0.05	-0.04	-0.05	0.01	0.02	0.00	0.05	-0.01														-0.01
1 0 1 1 1 0	-0.02	-0.02	-0.02	0.00	0.04	-0.01	0.00	-0.01														-0.01
1 0 1 1 1 1	-0.03	-0.05	-0.03	0.03	-0.06	0.06	-0.03	-0.02														-0.02
1 1 0 0 0 0	-0.01	-0.03	-0.04	-0.04	-0.03	0.02	-0.01	-0.02														-0.02
1 1 0 0 0 1	0.20	-0.02	-0.04	-0.04	-0.04	-0.02	-0.02	-0.01														0.00
1 1 0 0 1 0	-0.04	-0.05	-0.05	-0.04	0.02	0.00	0.04	-0.02														-0.02
1 1 0 0 1 1	-0.05	-0.04	-0.05	-0.02	-0.02	-0.01	0.00	-0.03														-0.03
1 1 0 1 0 0	-0.01	0.00	0.03	0.16	0.21	0.05	0.16	0.09														0.09
1 1 0 1 0 1	-0.04	-0.02	-0.04	0.00	0.03	0.03	0.13	0.01														0.01
1 1 0 1 1 0	0.06	-0.01	0.01	0.04	0.29	0.04	-0.08	0.05														0.05
1 1 0 1 1 1	0.00	-0.02	0.00	0.09	0.01	0.00	0.02	0.01														0.01
1 1 1 0 0 0	-0.05	-0.05	-0.05	-0.09	-0.06	0.00	-0.11	-0.06														-0.06
1 1 1 0 0 1	-0.06	-0.06	-0.06	-0.07	-0.05	-0.05	-0.06	-0.06														-0.06
1 1 1 0 1 0	-0.05	-0.04	-0.05	0.02	-0.01	0.01	0.03	-0.01														-0.01
1 1 1 0 1 1	-0.02	-0.05	-0.05	-0.03	-0.01	-0.02	0.00	-0.03														-0.03
1 1 1 1 0 0	-0.02	-0.02	-0.04	-0.02	0.08	0.05	0.03	0.01														0.01
1 1 1 1 0 1	-0.05	-0.04	-0.04	-0.01	-0.03	-0.02	-0.02	-0.03														-0.03
1 1 1 1 1 0	-0.01	0.26	-0.03	0.02	0.06	-0.09	-0.02	0.03														0.03
1 1 1 1 1 1	-0.04	-0.03	-0.04	-0.05	0.02	-0.01	0.00	-0.02														-0.02
Total general	-0.03	-0.03	-0.04	-0.02	-0.01	-0.02	0.00	-0.02														-0.02

Referencias

- Abdelfattah, M. H., Abdelalim, A. M., & Yassin, M. H. A. (2015) Unconventional Reservoir: Definitions, Types and Egypt's Potential. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/283855761_Unconventional_Reservoir_Definitions_Types_and_Egypt's_Potential
- Aigner, D. J., Amemiya, T., & Poirier, D. J. (1976). On the estimation of production frontiers: maximum likelihood estimation of the parameters of a discontinuous density function. *International Economic Review*, 377-396.
- Aigner, D., Lovell, C. K., & Schmidt, P. (1977). Formulation and estimation of stochastic frontier production function models. *Journal of Econometrics*, 6(1), 21-37.
- Alawode, A. J., Omisakin, D., & Olusegun, A. (2011). Monetizing natural gas reserves: Global trend, Nigeria's achievements, and future possibilities. *Alawode, AJ and OA Omisakin*, 138-151.
- Aráoz, I. (2007). Aspectos Técnico Económicos del GNL. Boletín Energético N°19. Comisión Nacional de Energía Atómica.
- Athanassopoulos, A. D., & Curram, S. P. (1996). A comparison of data envelopment analysis and artificial neural networks as tools for assessing the efficiency of decision making units. *Journal of the Operational Research Society*, 47(8), 1000-1016.
- Azoff, E. M. (1994). *Neural network time series forecasting of financial markets*. John Wiley & Sons, Inc.
- Azpiazu, D., & Basualdo, E. (2004). Las privatizaciones en la Argentina. Génesis, desarrollo y principales impactos estructurales. *Las privatizaciones y la desnacionalización de América Latina*. Buenos Aires, Prometeo Libros, 55-112.
- Azpiazu, D., & Schorr, M. (2001). Desempeño reciente y estructura del mercado gasífero argentino: asimetrías tarifarias, ganancias extraordinarias y concentración de capital. FLACSO, area de Economía y Tecnología.
- Azpiazu, D., & Schorr, M. (2001). Desnaturalización de la regulación pública y ganancias extraordinarias. *Revista realidad económica*, (184), 16.
- Battese, G. E., & Coelli, T. J. (1992). Frontier production functions, technical efficiency and panel data: with application to paddy farmers in India. *Journal of productivity analysis*, 3(1-2), 153-169.

-
- Battese, G. E., & Corra, G. S. (1977). Estimation of a production frontier model: with application to the pastoral zone of Eastern Australia. *Australian journal of agricultural economics*, 21(3), 169-179.
- Battese, G. E., Coelli, T. J., & Colby, T. C. (1989). Estimation of frontier production functions and the efficiencies of Indian farms using panel data from ICRISAT's village level studies (pp. 327-348). Department of Econometrics, University of New England.
- Bernard, J.T., Bolduc, D., & Hardy, A. (1998). The Marginal Cost of Natural Gas Distribution Pipelines: The Case of Société en Commandite Gaz Métropolitain, Québec, Working Paper, Département d'économie, Université Laval Québec, Canada.
- Bong, D. B. L., Tan, J. Y. B., & Lai, K. C. (2008, December). Application of multilayer perceptron with backpropagation algorithm and regression analysis for long-term forecast of electricity demand: A comparison. In *Electronic Design, 2008. ICED 2008. International Conference on* (pp. 1-5). IEEE.
- Bonnefoy, P. (2016). Argentina: la expropiación de Repsol-YPF. *Estudios internacionales (Santiago)*, 48(184), 39-73.
- Bryson, A. E., Denham, W. F., & Dreyfus, S. E. (1963). Optimal programming problems with inequality constraints. *AIAA journal*, 1(11), 2544-2550.
- Bukowski, J. D., Liu, Y. N., Pillarella, M. R., Boccella, S. J., & Kennington, W. A. (2013). Natural gas liquefaction technology for floating LNG facilities. IGRC, Seoul.
- Burke-White, W. W. (2008). The Argentine financial crisis: state liability under bits and the legitimacy of the ICSID system. *Asian Journal of WTO and International Health Law and Policy*, 3, 199.
- Burns, P., Jenkins, C., & Weyman-Jones, T. (2006). Information revelation and incentives. *International Handbook on Economic Regulation*, p. 164. Cheltenham, United Kingdom: Edward Elgar Publishing.
- Carrizo, S., Nuñez Cortes, M., & Gil, S. (2016). Transiciones energéticas en Argentina. *Ciencia hoy*, 47.
- Carroll, S., & Dickinson, B.W. (1989). Construction of neural nets using the radon transform. *International 1989 Joint Conference on Neural Networks*, 607-611 vol.1.
- Cassagne, E. (2018). El régimen de las energías renovables en Argentina. *Revista Derecho Administrativo Económico*, (24), 47-68.

- Čeperić, E., Žiković, S., & Čeperić, V. (2017). Short-term forecasting of natural gas prices using machine learning and feature selection algorithms. *Energy*, 140, 893-900.
- Charnes, A., Cooper, W. W., & Rhodes, E. (1978). Measuring the efficiency of decision making units. *European journal of operational research*, 2(6), 429-444.25-332.
- Che, Y. K. (1995). Revolving doors and the optimal tolerance for agency collusion. *The Rand journal of economics*, 378-397.
- Che, Y. K., & Sákovics, J. (2006). The Hold-up Problem (No. 142). Edinburgh School of Economics, University of Edinburgh.
- Chisari, O. O., & Ferro, G. (2011). *Tópicos de Economía de la Regulación de los Servicios Públicos*. Buenos Aires, Ediciones UADE-Universidad Argentina de la Empresa.
- Coelli, T. J., Rao, D. S. P., O'Donnell, C. J., & Battese, G. E. (2005). *An introduction to efficiency and productivity analysis*. Springer Science & Business Media.
- Cook, P. (1997). Privatization, Public Enterprise Reform and the World Bank: Has 'Bureaucrats in Business' Got It Right?. *Journal of International Development*, 9(6), 887-897.
- Cubbin, J., & Stern, J. (2006). The impact of regulatory governance and privatization on electricity industry generation capacity in developing economies. *The World Bank Economic Review*, 20(1), 115-141.
- Cybenko, G. (1989). Approximation by superpositions of a sigmoidal function. *Mathematics of control, signals and systems*, 2(4), 303-314.
- Debreu, G. (1951). The Coefficient of Resource Utilization. *Econometrica*, 19(3), 273-292.
- Deprins, D., & Simar, L. (1984). Measuring labor inefficiency in post offices. *The performance of Public Enterprises: Concepts and measurements*, M. Marchand, P. Pestieau and H. Tulkens (eds.), 243-267. North-Holland, Amsterdam.
- Di Sbroiavacca, N. (2015). Shale Oil y Shale Gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva. *Cuadernos de Investigación. Serie Economía*, (5), 142-168.
- Dinerstein, A. C. (2003). ¡Que se vayan todos! Popular Insurrection and the Asambleas Barriales in Argentina. *Bulletin of Latin American Research*, 22(2), 187-200.
- Ente Nacional Regulador del Gas, ENARGAS. (2002). Informe de balance y gestión 2002, Buenos Aires, Argentina. Disponible en: <https://www.enargas.gov.ar/secciones/informes-anuales-de-balance-y-gestion/informe-anual.php?ano=informe-anual-2002>

-
- Ente Nacional Regulador del Gas. (1997) Informe de balance y gestión 1997. ENARGAS. Buenos Aires, Argentina.
- Estache, A., Guasch, J. L., & Trujillo, L. (2003). Price caps, efficiency payoffs and infrastructure contract renegotiation in Latin America. The World Bank.
- Evans, D. J., & Chadwick, R. A. (Eds.). (2009). Underground gas storage: Worldwide experiences and future development in the UK and Europe. Geological Society of London.
- Farrell, J.M. (1957). The measurement of technical efficiency. *Journal of the Royal Statistical Society. Series A*, 120(3), 253-290.
- Farsi, M., Filippini, M., & Greene, W. (2005). Efficiency measurement in network industries: application to the Swiss railway companies. *Journal of Regulatory Economics*, 28(1), 69-90.
- Farsi, M., Filippini, M., & Kuenzle, M. (2007). Cost efficiency in the Swiss gas distribution sector. *Energy Economics*, 29(1), 64-78.
- Ferro, G. (2001). Riesgo político y riesgo regulatorio: problemas en la concesión de sectores de infraestructura (No. 25_2001). Instituto de Economía, Universidad Argentina de la Empresa.
- Ferro, G., & Leon, S., & Wilson, D. (2013). Eficiencia del Sistema bancario argentino (2005-2011). *Anales de la XLVXIII Reunión Anual de la AAEP*, Rosario, Argentina
- Freier, A., & Ibañez, J. I. (2017). El panorama energético argentino del Bicentenario. Nuevas perspectivas en materia de energías renovables. *Revista Argumentos*, (4), 20-45.
- Friedman, J. W. (1971). A non-cooperative equilibrium for supergames. *The Review of Economic Studies*, 38(1), 1-12.
- Fudenberg, D., & Tirole, J. (1991). *Game theory*. Cambridge, United States of America: MIT Press.
- Funahashi, K. I. (1989). On the approximate realization of continuous mappings by neural networks. *Neural networks*, 2(3), 183-192.
- Galé, N. E. (2005). *El Gas en la Argentina* (Primera ed.). Buenos Aires, Argentina: Ediciones Cooperativas.
- García Sánchez, A. (2007). Programación del transporte de hidrocarburos por oleoductos mediante la combinación de técnicas metaheurísticas y simulación. Tesis de Doctorado de la Universidad Politécnica de Madrid.

- Geem, Z. W., & Roper, W. E. (2009). Energy demand estimation of South Korea using artificial neural network. *Energy policy*, 37(10), 4049-4054.
- Gerchunoff, P. (1992). *Las privatizaciones en la Argentina* (Vol. 121). Departamento de Desarrollo Económico y Social, Banco Interamericano de Desarrollo.
- Gerchunoff, P., & Castro, L. (1992). *La racionalidad macroeconómica de las privatizaciones: el caso argentino*.
- Gerchunoff, P., & Greco, E., & Bondorevsky, D. (2003). *Comienzos diversos, distintas trayectorias y final abierto: más de una década de privatizaciones en Argentina, 1990-2002* (No. 34). United Nations Publications.
- Gerchunoff, P., & Llach, L. (1998). *El ciclo de la ilusión y el desencanto. Un siglo de políticas económicas argentinas*. Buenos Aires: Ariel.
- Gilardi, F., & Maggetti, M. (2011). The independence of regulatory authorities. *Handbook on the Politics of Regulation*, p. 201. Cheltenham, United Kingdom: Edward Elgar Publishing.
- Giusti, C. (1971). *Bodas de Plata de Gas del Estado (1946-1971)*. Buenos Aires, Argentina: Gas del Estado.
- Goldberg, V. P. (1976). Regulation and administered contracts. *the Bell journal of economics*, 426-448.
- Goodfellow, I., Bengio, Y., Courville, A., & Bengio, Y. (2016). *Deep learning* (Vol. 1). Cambridge: MIT press.
- Granderson, G., & Linvill, C. (1999). Parametric and nonparametric approaches to benchmarking the regulated firm. *Journal of Productivity Analysis*, 12(3), 211-231.
- Greene, W. H. (2003). *Econometric analysis*, 5th. Ed.. Upper Saddle River, NJ, 89-140.
- Grout, P. A. (1984). Investment and wages in the absence of binding contracts: A Nash bargaining approach. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 449-460.
- Guasch, J. L. (2000). *Impact of concessions' design in sector performance: an empirical analysis of ten years of performance*. World Bank, Wasington, DC, USA.
- Gupta, P., Lamech, R., Mazhar, F., & Wright, J. (2002). *Mitigating Regulatory Risk for Distribution Privatization: The World Bank Partial Risk Guarantee*. Energy & Mining Sector Board Discussion Paper Series, (5).
- Guzowski, C., & Recalde, M. (2006). *El Problema de Abastecimiento Energético en Argentina: Diagnóstico y Perspectivas*. Asociación Argentina de Economía Política (AAEP).

- Guzowski, K. (2015). La gestión de los mercados de generación eléctrica en la región sudamericana: la especificidad del caso argentino. Tesis de Doctorado de la Universidad Nacional del Sur.
- Hagan, M. T., & Menhaj, M. B. (1994). Training feedforward networks with the Marquardt algorithm. *IEEE transactions on Neural Networks*, 5(6), 989-993.
- Hagan, M. T., Demuth, H. B., Beale, M. H., & De Jess, O. (2014). *Neural network design*. 2nd Edition. Martin Hagan. Disponible en: <http://hagan.okstate.edu/NNDesign.pdf>
- Hallack, M., & Vazquez, M. (2014). Who decides the rules for network use? A 'common pool' analysis of gas network regulation. *Journal of Institutional Economics*, 10(3), 493-512.
- Hancevic, P., Cont, W., & Navajas, F. (2016). Energy populism and household welfare. *Energy Economics*, 56, 464-474.
- Hart, O. (1995). *Firms, contracts, and financial structure*. Clarendon Press.
- Hart, O., & Moore, J. (2007). Incomplete contracts and ownership: Some new thoughts. *American Economic Review*, 97(2), 182-186.
- Hawkins, D. M. (2004). The problem of overfitting. *Journal of chemical information and computer sciences*, 44(1), 1-12.
- Hiebert, L. D. (2002). The determinants of the cost efficiency of electric generating plants: a stochastic frontier approach. *Southern Economic Journal*, 935-946.
- Hochreiter, S., & Schmidhuber, J. (1997). Long short-term memory. *Neural computation*, 9(8), 1735-1780.
- Hornik, K. (1991). Approximation capabilities of multilayer feedforward networks. *Neural networks*, 4(2), 251-257.
- Hornik, K., Stinchcombe, M., & White, H. (1989). Multilayer feedforward networks are universal approximators. *Neural networks*, 2(5), 359-366.
- Instituto Argentino del Petróleo (1989). *Precio del gas natural. Informe final. Propuesta metodológica para su determinación (Primera Ed.)*. Buenos Aires, Argentina: Instituto Argentino del Petróleo.
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. (2015) *El abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales*. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Disponible en: http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abece-de-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales

- Jain, A. K., Mao, J., & Mohiuddin, K. M. (1996). Artificial neural networks: A tutorial. *Computer*, 29(3), 31-44.
- Jakobsen, J. (2006). Does democracy moderate the obsolescing bargain mechanism?-an empirical analysis, 1983-2001. *Transnational corporations*, 15(3), 65.
- Jarvie, D. M., Hill, R. J., Ruble, T. E., & Pollastro, R. M. (2007). Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *AAPG bulletin*, 91(4), 475-499.
- Joerding, W. H., Li, Y., & Young, D. L. (1994). Feedforward neural network estimation of a crop yield response function. *Journal of Agricultural and applied Economics*, 26(1), 252-263.
- Jones, M. P. (2005). The role of parties and party systems in the policymaking process. In *Workshop on State Reform, Public Policies and Policymaking Processes*, Washington D.C., United States of America: Inter-American Development Bank. Disponible en: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.542.1866&rep=rep1&type=pdf>
- Joskow, P. L. (2007). Regulation of natural monopoly. *Handbook of law and economics*, 2, 1227-1348.
- Kamga Wafo, G. L. (1998). Political risk and foreign direct investment. Faculty of Economics and Statistic. University of Konstanz.
- Kamruzzaman, J. (Ed.). (2006). Artificial neural networks in finance and manufacturing. IGI Global.
- Khalilpour, R., & Karimi, I. A. (2012). Evaluation of utilization alternatives for stranded natural gas. *Energy*, 40(1), 317-328.
- Kim, T. Y., & Lee, J. D. (1995). Cost analysis of gas distribution industry with spatial variables. *The Journal of Energy and Development*, 20(2), 247-267.
- Kishawy, H. A., & Gabbar, H. A. (2010). Review of pipeline integrity management practices. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 87(7), 373-380.
- Klein, B., Crawford, R. G., & Alchian, A. A. (1978). Vertical integration, appropriable rents, and the competitive contracting process. *The journal of Law and Economics*, 21(2), 297-326.
- Kopsakangas-Savolainen, M., & Svento, R. (2008). Estimation of cost-effectiveness of the Finnish electricity distribution utilities. *Energy Economics*, 30(2), 212-229.

- Kopsakangas-Savolainen, M., & Svento, R. (2011). Observed and unobserved heterogeneity in stochastic frontier models: an application to the electricity distribution industry. *Energy Economics*, 33(2), 304-310.
- Kozulj, R. (1993). El nuevo marco regulatorio y la privatización de Gas del Estado ¿acceso abierto o acceso cerrado? *Desarrollo y Energía*, Vol. 2 N° 4.
- Kozulj, R. (2000). Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina. CEPAL.
- Kozulj, R. (2005). Crisis de la industria del gas natural en Argentina (Vol. 88). United Nations Publications.
- Kozulj, R. (2012). Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur (No. 490). Naciones Unidas Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Kuan, C. M., & White, H. (1990). Recursive M-estimation, nonlinear regression and neural network learning with dependent observations. BEBR faculty working paper; no. 1703.
- Kuan, C. M., & White, H. (1994). Artificial neural networks: An econometric perspective. *Econometric reviews*, 13(1), 1-91.
- Kumbhakar, S. C. (1991). The measurement and decomposition of cost-inefficiency: The translog cost system. *Oxford Economic Papers*, 43(4), 667-683.
- Kumbhakar, S. C. (1997). Modeling allocative inefficiency in a translog cost function and cost share equations: an exact relationship. *Journal of Econometrics*, 76(1-2), 351-356.
- Kumbhakar, S. C., & Lovell, C. K. (2003). *Stochastic frontier analysis*. Cambridge University Press.
- Kurz, R., & Mokhatab, S. (2007). Considerations on compressor station layout. *Pipeline & Gas Journal*, 234(9), 24.
- Laffont, J. J., & Tirole, J. (1994). Access pricing and competition. *European Economic Review*, 38(9), 1673-1710.
- Landriscini, G., & Orlandini, M. (2015). El desarrollo regional en la cuenca neuquina: Hidrocarburos no convencionales y múltiples desafíos. *Revista Pilquen*, 18(1), 50-62.
- Lapeña, J. (1991). Marco regulatorio para el gas natural. Proyecto de ley enviado al Congreso de la Nación. Informe de coyuntura del sector energético, N°38, mayo de 1991, p. 1. Buenos Aires, Argentina: Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi".

- Levy, B., & Spiller, P. T. (1993). Regulation, institutions, and commitment in telecommunications: a comparative analysis of five country studies. *The World Bank Economic Review*, 7, 215-252.
- Makholm, J. D. (2012). *The political economy of pipelines: A century of comparative institutional development*. Chicago, United States of America: University of Chicago Press.
- Massei, F. La nueva era de las energías renovables. *LA UBA Y LA ENERGÍA*, 57.
- Meeusen, W., & Van den Broeck, J. (1977). Efficiency estimation from Cobb-Douglas production functions with composed error. *International economic review*, 435-444.
- Michaelides, P. G., Vouldis, A. T., & Tsionas, E. G. (2010). Globally flexible functional forms: The neural distance function. *European Journal of Operational Research*, 206(2), 456-469.
- Michaelides, P. G., Vouldis, A. T., & Tsionas, E. G. (2011). Returns to scale, productivity and efficiency in US banking (1989-2000): the neural distance function revisited (No. 126).
- Minsky, M., & Papert, S. A. (1969). *Perceptrons: An introduction to computational geometry*. MIT press.
- Mnih, V., Kavukcuoglu, K., Silver, D., Graves, A., Antonoglou, I., Wierstra, D., & Riedmiller, M. (2013). Playing atari with deep reinforcement learning. arXiv preprint arXiv:1312.5602.
- Mokhatab, S., & Meyer, P. (2009, May). Selecting best technology lineup for designing gas processing units. In *GPA Europe Sour Gas Processing Conference*, Sitges, Spain (pp. 1-21).
- Mokhatab, S., Poe, W. A., & Mak, J. Y. (2018). *Handbook of natural gas transmission and processing: principles and practices*. Gulf professional publishing.
- Murphy, K. P. (2012). *Machine Learning: A Probabilistic Perspective*. Cambridge: MIT Press.
- Myers, S. C. (1977). Determinants of corporate borrowing. *Journal of financial economics*, 5(2), 147-175.
- Nazzari, J. M., El-Emary, I. M., & Najim, S. A. (2008). Multilayer perceptron neural network (MLPs) for analyzing the properties of Jordan Oil Shale 1.
- Pistonesi, H. (2000). Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma. CEPAL. Disponible en: <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/6309>
- Pistonesi, H. (2001). Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso de Argentina. CEPAL-ILPES. Disponible en: <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/7265>

-
- Pistonesi, H. (2004). Empresas de Servicios Públicos. Análisis Metodológico de la Valorización del Capital y de la Determinación de la Tasa de Descuento. Disponible en: http://www.uniren.gob.ar/audiencias_publicas/6_inf_pistonesi.pdf
- Poynter, T. A. (2013). *Multinational Enterprises and Government Intervention* (RLE International Business) (Vol. 32). Abingdon-on-Thames, United Kingdom: Routledge.
- Raviv, A. (2014). Achieving a faster ICSID. *Transnational Dispute Management (TDM)*, 11(1).
- Recalde, M. Y. (2012). Importancia del autoabastecimiento energético: Impactos directos e indirectos sobre el crecimiento. *Revista de Ciencias Económicas*, 30(1).
- Rojey, A., & Jaffret, C. (1997). *Natural gas: production, processing, transport*. Editions Technip.
- Rosenblatt, F. (1958). The perceptron: a probabilistic model for information storage and organization in the brain. *Psychological review*, 65(6), 386.
- Rossi, M. A. (2001). Technical change and efficiency measures: the post-privatisation in the gas distribution sector in Argentina. *Energy Economics*, 23(3), 295-304.
- Rumelhart, D. E., Hinton, G. E., & Williams, R. J. (1986). Learning representations by back-propagating errors. *nature*, 323(6088), 533.
- Salant, D. J., & Woroch, G. A. (1992). Trigger price regulation. *The RAND Journal of Economics*, 29-51.
- Santin, D., Delgado, F. J., & Valino, A. (2004). The measurement of technical efficiency: a neural network approach. *Applied Economics*, 36(6), 627-635.
- Sapna, S., Tamarasi, A., & Kumar, M. P. (2012). Backpropagation learning algorithm based on Levenberg Marquardt Algorithm. *Comp Sci Inform Technol (CS and IT)*, 2, 393-398.
- Scheimberg, S. (2010). Experiencia reciente y desafíos para la generación de renta petrolera "aguas arriba" en la Argentina. Serie documentos de proyecto. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Schorr, M., & Azpiazu, D. (2001). Regulación pública en el mercado argentino de gas natural: asimetrías tarifarias, ganancias extraordinarias y concentración del capital. VI Congreso Internacional del CLAD sobre la Reforma del Estado y de la Administración Pública, Buenos Aires, Argentina.

-
- Sickles, R. C., & Streitwieser, M. L. (1992). Technical inefficiency and productive decline in the US interstate natural gas pipeline industry under the Natural Gas Policy Act. *Journal of Productivity Analysis*, 3(1), 119-133.
- Smith, W. (1997). Utility regulators: the independence debate. *Public Policy for the private sector*, 127 (1).
- Sosa Escudero, W. (2017). Big Data y Aprendizaje Automático: Ideas y Desafíos para Economistas. Anales de LII Reunión Anual de la AAEP, Bariloche, Argentina.
- Spiller, P. T. (1999). La regulación de los servicios públicos en la Argentina: una propuesta de reforma institucional. Centro de Estudios para el Desarrollo Institucional.
- Stein, E., Tommasi, M., Scartascini, C., & Spiller, P. (2008). Policymaking in Latin America. How politics shapes policies, IADB, Harvard University, New York.
- Stevenson, R. E. (1980). Likelihood functions for generalized stochastic frontier estimation. *Journal of econometrics*, 13(1), 57-66.
- Taşpınar, F., Celebi, N., & Tutkun, N. (2013). Forecasting of daily natural gas consumption on regional basis in Turkey using various computational methods. *Energy and Buildings*, 56, 23-31.
- Trillas, F., & Montoya, M. A. (2011). Commitment and regulatory independence in practice in Latin American and Caribbean Countries. *Competition and regulation in network industries*, 12(1), 27-56.
- Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos, UNIREN, (2002). Análisis de impactos derivados de aumentos tarifarios en los servicios públicos. Buenos Aires, Argentina. Disponible en: http://www.uniren.gob.ar/audiencias_publicas/6_inf_impactos.pdf
- Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos, UNIREN, (2004). Informe de grado de cumplimiento de contratos de concesión de transporte y distribución de gas natural. Buenos Aires, Argentina. Disponible en: http://www.uniren.gob.ar/energia_gas/inf_cumplim_contratos_gas.pdf
- Vazquez, M., Hallack, M., & Glachant, J. M. (2012). Building gas markets: US versus EU, market versus market model.
- Vélez Serrano, J. F., Díaz, A. B. M., Calle, Á. S., & Sánchez-Marín, J. L. E. (2004). Visión por computador. Dykinson.

-
- Vernon, R. (1971). *Sovereignty at bay: The multinational spread of US enterprises*. New York, United States of America: Basic Books.
- Werbos, P. (1974). *Beyond Regression: New Tools for Prediction and Analysis in the Behavioral Sciences*. PhD Thesis. Harvard University. Cambridge, EEUU.
- West, D., Dellana, S., & Qian, J. (2005). Neural network ensemble strategies for financial decision applications. *Computers & operations research*, 32(10), 2543-2559.
- Weston, J. F., & Sorge, B. W. (1972). *International managerial finance*. McGraw-Hill/Irwin.
- White, H. (1987). Some asymptotic results for back-propagation. In *Proceedings of the IEEE Conference on Neural Networks (Vol. 3, pp. 261-66)*. IEEE San Diego, EEUU.
- White, H. (1989). Learning in artificial neural networks: A statistical perspective. *Neural computation*, 1(4), 425-464.
- Williamson, O. E. (1971). The vertical integration of production: market failure considerations. *The American Economic Review*, 61(2), 112-123.
- Williamson, O. E. (1975). *Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications*. New York, United States of America: Free Press, 1975.
- Williamson, O. E. (1979). Transaction-cost economics: the governance of contractual relations. *The journal of Law and Economics*, 22(2), 233-261.
- Williamson, O. E. (1983). Credible commitments: Using hostages to support exchange. *The American Economic Review*, 73(4), 519-540.
- World's Economic Forum. (2017). *The Global Competitiveness Index Historical Dataset 2007-2017, Version 20180226*. Disponible en: http://www3.weforum.org/docs/GCR2017-2018/GCI_Dataset_2007-2017.xlsx
- Yan, H., & Ouyang, H. (2018). Financial Time Series Prediction Based on Deep Learning. *Wireless Personal Communications*, 102(2), 683-700.