

TECNOLOGIAS DE CONTROL DE EMISIONES Y DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL COMO OPCIONES PARA REDUCIR EMISIONES DE MP_{2,5} EN EL CONCEPCION METROPOLITANO

*EMISSION CONTROL TECHNOLOGIES AND AVAILABILITY OF NATURAL
GAS AS OPTIONS FOR REDUCING EMISSIONS OF FINE PARTICULATE
MATTER (PM_{2.5}) IN THE CONCEPCION METROPOLITAN AREA*

CRISTIAN MARDONES*

Universidad de Concepción

CLAUDIO PAREDES**

Universidad de Concepción

JORGE JIMENEZ***

Universidad de Concepción

OSCAR FARIAS****

Universidad de Concepción

PABLO CATALAN*****

Universidad de Concepción

Abstract

*Current air pollution episodes from fine particulate matter (PM_{2.5}) in the
Concepcion Metropolitan Area generate a necessity to assess alternatives to
reduce these emissions under different regulatory schemes. The study shows*

* Profesor Asistente, Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Concepción, Concepción, Chile. E-mail: crismardones@udec.cl (Autor de Correspondencia).

** Programa de Magíster en Ingeniería Industrial, Universidad de Concepción, Concepción, Chile. E-mail: clauparedes@udec.cl

*** Profesor Asistente, Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Concepción, Concepción, Chile. E-mail: jorgejimenez@udec.cl

**** Profesor Asociado, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Concepción, Concepción, Chile. E-mail: ofarias@udec.cl

***** Profesor Asistente, Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Concepción, Concepción, Chile. E-mail: pacatala@udec.cl

that for greater availability of natural gas at low prices, fuel substitution would be an attractive alternative for the industrial facilities. In particular, for those industrial facilities using fuel oil, fuel substitution for natural gas may occur even without regulatory requirements due to cost savings. For those equipment that use biomass as an energy source, fuel substitution may occur depending on fuel prices and regulatory requirements, while boilers that uses coal are likely to implement an emission control technology.

Keywords: *Cost-effectiveness, PM_{2,5}, technological change.*

JEL Classification: *Q50, Q52, Q53.*

Resumen

La contaminación por material particulado fino (MP_{2,5}) en el Concepción Metropolitano hace necesario analizar las alternativas para reducir estas emisiones bajo distintos esquemas regulatorios. El estudio demuestra que si existiese una mayor disponibilidad de gas natural a precios competitivos, el cambio de combustible sería una alternativa muy atractiva. En particular, las fuentes que utilizan combustibles líquidos se cambiarían incluso sin exigencias regulatorias por el ahorro de costos en energía, las fuentes que utilizan madera se cambiarían dependiendo del precio relativo de los combustibles y las exigencias regulatorias, mientras las fuentes a carbón optarían por tecnologías de abatimiento.

Palabras clave: *Costo-efectividad, MP_{2,5}, cambio tecnológico.*

Clasificación JEL: *Q50, Q52, Q53.*

1. INTRODUCCION

El área urbana del Concepción Metropolitano en Chile se caracteriza por una intensa actividad industrial que contribuye a través de sus procesos y uso de combustibles a la contaminación por MP_{2,5}. Altas concentraciones de este contaminante se han asociado a enfermedades respiratorias y cardiovasculares. Según Franck, Leitte y Suppan (2014) existe evidencia de los efectos adversos sobre la salud de la exposición combinada a los contaminantes del aire y especialmente al material particulado. Para el caso de Santiago de Chile, Cifuentes *et al.* (2000) encuentran una correlación positiva entre seis contaminantes del aire, las partículas finas (MP_{2,5}), partículas gruesas (MP₁₀), monóxido de carbono, dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y ozono con recuentos diarios de muertes no accidentales, mientras Leiva *et al.* (2013) encuentran una asociación entre la exposición a MP_{2,5} y los ingresos hospitalarios por infarto.

Por la problemática expuesta, en este estudio se abordan escenarios regulatorios de reducción de emisiones de $MP_{2,5}$ por medio de la evaluación de alternativas como el uso de tecnologías de abatimiento de emisiones atmosféricas y el cambio tecnológico en calderas o en quemadores para utilizar un combustible más limpio. Esta última alternativa se sustenta en el hecho de que el año 2011 se inauguró la Planta de Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) en la zona, cuya ampliación que se proyecta para el 2014-2015 generará una producción de 2 millones 600 mil metros cúbicos/día destinada a vender GNL al sector industrial. Así, el objetivo del *paper* es investigar cuantitativamente la importancia de una mayor disponibilidad de gas natural, lo que permitiría ampliar las opciones para reducir la contaminación bajo dos esquemas regulatorios, un estándar y un sistema de permisos de emisión transable (SPET).

La regulación ambiental basada en el uso de instrumentos económicos como un SPET ha tenido una lenta pero continua evolución desde comienzos de la década de los 70 cuando los países más industrializados comenzaron a desarrollar sus políticas ambientales. En el año 1992 en Santiago de Chile se desarrolló un programa pionero para la compensación de emisiones industriales. Coria y Sterner (2010) analizan el desempeño de este programa destacando sus similitudes y diferencias con los programas de permisos implementados en los países desarrollados y el análisis de la forma en que ha reaccionado a ajustes regulatorios y crisis del mercado.

Actualmente, en Chile la compensación de emisiones es un mecanismo establecido por la Ley de Bases Generales del Medioambiente (Ley 19.300 modificada por ley 20.417). Este mecanismo permite a una fuente industrial que necesite reducir sus emisiones atmosféricas, debido a la existencia de alguna regulación ambiental específica, compensar sus emisiones por medio de la reducción de emisiones del mismo contaminante en otras fuentes. Esta alternativa es atractiva en términos económicos cuando instalar una tecnología de abatimiento de emisiones o sustituir combustibles resulta más costoso que la alternativa de reducir emisiones en otra fuente que involucre menores costos de abatimiento para la reducción requerida. Mediante una negociación se puede fijar un precio por tonelada reducida de $MP_{2,5}$ que beneficie a ambas partes (compensador y fuente compensada).

Actualmente, la compensación de emisiones ha sido bastante activa en la zona de estudio para fuentes emisoras que se han sometido al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Por ejemplo, el Complejo Termoeléctrico Santa María de Colbún en Coronel ha compensado emisiones por 612 ton/año de MP^1 mediante la instalación de filtros de mangas en la planta cementera Bío Bío ubicada en Talcahuano. Otras iniciativas de compensación de las emisiones de este mismo complejo termoeléctrico han sido el recambio de 1.000 calefactores a leña en la comuna de Coronel, con una compensación de 55 ton/año de MP, el desmantelamiento de dos calderas de Forestal La Esperanza en Coronel con una compensación de 102 ton/año de MP, el reemplazo de calderas a carbón por calderas duales de petróleo/gas en los hospitales de Coronel y Lota generando una compensación de 56 ton/año de MP. Por otro lado, la Central Termoeléctrica Bocamina II de Endesa localizada en la comuna de Coronel

¹ El MP se compone de una fracción gruesa y una fracción fina, esta última considera las partículas de tamaño menor o igual a 2,5 micrones ($MP_{2,5}$).

ha compensado parte de sus emisiones de material particulado mediante el recambio de 1.000 calefactores a leña en la comuna de Concepción, con una compensación de 60 ton/año de MP.

El mecanismo de compensación de emisiones se puede relacionar en términos económicos con un sistema de permisos transables, el que ha demostrado teóricamente que minimiza los costos agregados de alcanzar un nivel ambiental requerido incluso sin importar la distribución inicial de los permisos bajo un mercado competitivo (Montgomery, 1972). Diversos estudios en Chile han analizado con datos para Santiago el costo-efectividad de los sistemas de permisos transables por sobre los estándares de emisiones (O’Ryan, 1996; O’Ryan y Bravo, 2001; O’Ryan y Sánchez, 2008; San Martín, 2003; Clerger *et al.*, 2009; entre otros) y el costo-efectividad con costos de fiscalización para inducir el cumplimiento en la ciudad de Talcahuano (Ponce y Chávez, 2005).

La importancia de este estudio a nivel nacional es cuantificar el efecto en los costos de cumplir diferentes regulaciones ambientales, cuando se amplían las opciones de combustibles para las fuentes industriales contaminantes, sobre todo considerando la agenda energética y el fomento a la introducción del gas natural que está impulsando actualmente el gobierno.

El *paper* demuestra que se pueden alcanzar metas iguales de reducción de emisiones de material particulado fino, pero bajo costos agregados sumamente distintos dependiendo de la disponibilidad de gas natural a precios competitivos. Además, a diferencia de estudios previos, como Alegría, Mardones y Jiménez (2013), en esta investigación se estiman funciones de costos asociadas a la conversión a gas natural, ya sea con un cambio de quemador para las fuentes industriales que actualmente utilizan combustibles líquidos o mediante un cambio de caldera para las fuentes que utilizan combustibles sólidos. Esta modificación es relevante, ya que permite ampliar las opciones para reducir emisiones de las fuentes industriales, lo que se traduce en una disminución de los costos agregados para cumplir con diversos escenarios regulatorios. Incluso permite concluir que la introducción del gas natural es más importante sobre los costos totales agregados que el esquema regulatorio adoptado.

2. DESCRIPCION DE LA SITUACION ACTUAL Y OPCIONES DE CAMBIO TECNOLÓGICO

2.1 Emisiones Industriales

El Inventario de Emisiones para el Concepción Metropolitano año base 2008 elaborado por UDT-PROTERM (2011) incluye información desagregada para 533 fuentes industriales que emiten un total de 2.186 ton/año de MP_{2,5}. En esta base de datos un 77% de las emisiones de las fuentes industriales se calcularon de acuerdo con un factor de emisión, para el 21% se usó medición isocinética y para un 2% no se dispuso de información sobre sus emisiones atmosféricas.

En cuanto a las tecnologías de abatimiento existentes según el inventario solo una fuente tiene instalado un filtro de mangas, que es una tecnología de “fin de tubo”

eficiente para la reducción de emisiones de $MP_{2,5}$. Además, algunas fuentes ya utilizan gas natural o licuado en sus procesos. Por lo tanto, estas fuentes se excluyen de los análisis siguientes, ya que no tendrían otras opciones factibles para reducir emisiones, salvo reducir su producción o cambiar de localización. En consecuencia, el estudio es realizado a 183 fuentes industriales que emiten un total de 1.958 ton/año de $MP_{2,5}$, lo que corresponde al 89,6% de las emisiones totales.

2.2. Disponibilidad de Gas Natural

De acuerdo con las publicaciones de la Comisión Nacional de Energía², en Chile la importación de gas natural gaseoso por el Gasoducto del Pacífico presentó una disminución significativa a raíz de los cortes de suministro desde Argentina a partir del año 2004, llegando a niveles mínimos luego del año 2007. Sin embargo, recientemente las importaciones de gas natural licuado han aumentado en forma considerable debido a las plantas de regasificación existentes en la actualidad.

En la zona de estudio desde el 2011 está operando la primera etapa de una planta de regasificación que tiene una capacidad de 600.000 m³/día de gas natural para abastecer fundamentalmente a una refinería perteneciente a la Empresa Nacional del Petróleo, ubicada en Concepción Metropolitana. En la segunda etapa de esta planta (2014-2015) su capacidad llegará hasta 2.600.000 m³/día destinada a suplir consumos industriales o generación termoeléctrica, lo que es una motivación para la realización de este estudio.

2.3. Tecnologías de abatimiento

Para elegir las tecnologías de abatimiento, se consideraron Filtros de Mangas, Scrubber del tipo Lavadores Venturi y Precipitadores Electrostáticos. Otras opciones tecnológicas como Ciclones y Multiciclones, que se han utilizado en los estudios previos citados en la introducción, no son factibles técnicamente, ya que aunque se utilizan para reducir material particulado respirable (MP_{10}) son muy poco eficientes para reducir partículas finas ($MP_{2,5}$).

2.4. Opciones de Cambio Tecnológico

Existen fuentes industriales que actualmente utilizan algún tipo de combustible líquido, ya sea, petróleo N° 2, N° 5 o N° 6 y por otro lado, fuentes industriales que utilizan un combustible sólido como madera o carbón. Para el primer grupo, que corresponde a las grandes industrias de la zona, en algún momento tuvieron un equipo apto para utilizar gas natural como combustible, ya que este energético debió ser sustituido a partir del año 2004 por la reducción en la oferta de gas desde Argentina, por lo cual las empresas volvieron a utilizar combustibles líquidos. En consecuencia, la opción de cambio tecnológico para este grupo de fuentes corresponde a un cambio

² <http://www.cne.cl/estadisticas/energia/hidrocarburos>.

de quemadores. Sin embargo, para que el segundo grupo de fuentes utilice gas natural se requiere un cambio completo de calderas³.

A pesar de tomar contacto directo con varias empresas fabricantes, distribuidoras e instaladoras de calderas a vapor o quemadores, no se obtuvieron resultados positivos para obtener los costos asociados. No obstante, se pudieron obtener valores de inversión tanto para calderas como para quemadores con distintas especificaciones técnicas desde catálogos de la empresa CALDAIE y PEISA, en donde se encuentran el detalle de distintos equipos y sus precios de mercado.

La inversión en quemadores es muy pequeña en relación con la inversión que ya realizaron las fuentes industriales al adquirir los equipos duales cuando había disponibilidad de gas natural desde Argentina. Por lo anterior, una opción es utilizar la línea de quemadores AUTOQUEM automáticos, para gas natural, envasado, gas oil o dual. Mientras, para el grupo de fuentes industriales con combustibles sólidos, la inversión para realizar el cambio de combustible es más significativa en términos económicos debido a que se requiere adquirir una nueva caldera, para este estudio consideramos calderas tipo REX.

3. METODOLOGIA

3.1. Clasificación de las fuentes industriales

Después de realizar un análisis técnico la distinción entre los distintos conjuntos de fuentes industriales es la siguiente: 34 fuentes tienen solo la opción de instalar alguna tecnología de abatimiento, 119 fuentes usan combustibles líquidos con opción a cambio de quemador o tecnología de abatimiento y 30 usan combustibles sólidos con opción a cambio de caldera o tecnología de abatimiento, contabilizando un total de 183 fuentes. Dentro de estas fuentes industriales se incluyen algunas que no poseen consumo de combustible (procesos sin combustión) cuya única opción técnica es implementar un filtro de mangas que posee una eficiencia de reducción cercana a 95%, ya que las demás tecnologías de abatimiento no son técnicamente factibles al tratarse de procesos sin combustión (traslados, movimientos, entre otros).

Las mayores emisiones de $MP_{2,5}$ se concentran en las fuentes que utilizan madera o petróleo N° 6 con 880 ton/año y 398 ton/año, respectivamente; le siguen el petróleo N° 5 con 138 ton/año, el carbón con 99 ton/año, el petróleo N° 2 con 1 ton/año, y una participación importante de fuentes que no utilizan combustible que aportan 442 ton/año.

³ El proceso de cambio de caldera en términos técnicos requiere una revisión de transferencia de calor entre zonas radiante y convectiva, una evaluación de los materiales para las nuevas temperaturas, un estudio de las dilataciones estructurales debido a las nuevas condiciones de funcionamiento, y finalmente la revisión y adecuación de equipos, quemadores, ventiladores, economizador, controles, etc. Todo lo anterior considerando análisis adicionales de emisiones, capacidad, eficiencia térmica y el plan de *back-up* o combustible de respaldo.

3.2. Estimación del consumo de combustibles

Desde el Inventario de Emisiones año base 2008, se estimó el consumo de combustible genérico para cada fuente industrial. La metodología consiste en realizar el cálculo inverso al cálculo de emisiones de acuerdo con la fórmula: $CC = (E/EF) * (1-EA\%)$.

En donde CC es el consumo de combustible anual de la fuente (kg/año), E es la emisión de $MP_{2,5}$ (kg/año), FE es el factor de emisión del combustible (kg/kg) y EA es la eficiencia de abatimiento alguna tecnología instalada actualmente.

Los factores de emisión utilizados para esta metodología son aquellos obtenidos de la revisión de la Guía Metodológica para la Estimación de Emisiones Atmosféricas de Fuentes Fijas desarrollada por Ambiosis (2007) que recopila factores de emisión de la EPA.

TABLA 1

FACTORES DE EMISION POR TIPO DE COMBUSTIBLE

| Combustible | Factor de emisión $MP_{2,5}$ | Unidad factor |
|---------------|------------------------------|---------------|
| Carbón | 2,86E-03 | Kg/Kg |
| Leña | 1,19E-03 | Kg/Kg |
| Petróleo N° 2 | 2,88E-05 | Kg/Kg |
| Petróleo N° 5 | 2,64E-04 | Kg/Kg |
| Petróleo N° 6 | 8,13E-04 | Kg/Kg |
| GLP | 1,38E-05 | Kg/Kg |
| Gas Natural | 1,29E-05 | Kg/Kg |

Fuente: Elaboración propia a base de AP42 de la EPA y Ambiosis (2007).

Para entender el cálculo específico del consumo de combustible en ton/año podemos asumir como ejemplo una fuente que se conoce que emite 100 toneladas/año, que no tiene tecnología de abatimiento y utiliza carbón como combustible. Dado que el factor de emisión es 0,000286 kg de $MP_{2,5}$ por kg de carbón consumido, es posible obtener un consumo anual de carbón de 349.650,3 ton/año (100 ton $MP_{2,5}$ /año * 1000 kg/ton / 0,000286 kg $MP_{2,5}$ /kg carbón / 1000 kg/ton).

Con esta metodología de cálculo para cada fuente del inventario se puede afirmar que los combustibles más utilizados (ton/año) son la madera (biomasa) que representa un 70,7% del consumo total, el petróleo N° 6 con un 18%, mientras los combustibles menos utilizados son el carbón mineral y coke con un 5,1%, el GLP con un 3,4%, el petróleo N° 2 con un 1,6%, y el petróleo N° 5 con un 1,2%.

3.3. Consumo de energía y combustible requerido para el cambio

Es necesario estimar el requerimiento de energía para poder realizar el cambio desde el combustible original al gas natural. Para lograr la equivalencia energética entre ambos combustibles se consideraron los poderes caloríficos ajustados según la

CNE (2011). Cabe destacar que el gas natural es el combustible con mayor poder calorífico, por lo tanto, se requiere de una menor cantidad (en kg) de este combustible.

TABLA 2

PODER CALORIFICO INFERIOR POR TIPO DE COMBUSTIBLE

| Combustible | Poder calorífico (Kcal/kg) |
|---------------|----------------------------|
| Carbón | 7.000 |
| Leña | 3.500 |
| Petróleo N° 2 | 10.165 |
| Petróleo N° 5 | 9.762 |
| Petróleo N° 6 | 9.625 |
| Gas natural | 11.500 |

Fuente: Balance Nacional de Energía CNE (2011).

Actualmente existe una oferta mínima de gas natural, pero como se mencionó en la Sección 2.2 esto debería cambiar de manera favorable en el futuro. No obstante, algunas fuentes debido a exigencias técnicas no podrían llevar a cabo el cambio. Así, de las 183 fuentes industriales bajo análisis, de acuerdo con un análisis técnico, solo 34 de ellas tienen la opción de instalación de alguna tecnología de abatimiento.

3.4. Costo y eficiencia de las tecnologías de abatimiento

Las funciones de costos para las tecnologías de abatimiento provienen de Ponce y Chávez (2005), las cuales incluyen los costos anualizados de adquisición e instalación del sistema de captación de emisiones y sus correspondientes equipos auxiliares, así como también los costos anualizados de los terrenos, edificios e instalaciones anexas, a los cuales se les suma el costo de operación durante la vida útil del equipo.

Estas funciones de costo originales dependen del parámetro Q que representa el caudal de las emisiones en $m^3/h/año$. Para estimar los costos de cada tecnología de abatimiento es necesario conocer o estimar este caudal, y debido a que en el inventario de emisiones no todas las fuentes poseen el caudal ni la información de horas o días de trabajo al año, se utiliza un factor de ajuste, calculado a partir de las fuentes para las cuales existía información de su caudal y emisiones, mediante una regresión lineal que se expresa de la siguiente forma: $Q = 4213,688 * E$ en donde E representa a las emisiones en $ton/año$.

Finalmente, las funciones de costos que dependen de las emisiones anuales se actualizaron a precios del año 2008 y del año 2012. Se escogieron estos dos años porque el primero es el año base del inventario de emisiones, y el segundo, para entregar una visión más reciente del mercado de combustibles.

Cada sistema de captación posee una eficiencia distinta dependiendo del combustible que la fuente emisora de $MP_{2,5}$ utiliza en su proceso, como se aprecia en la Tabla 4.

TABLA 3

FUNCIONES DE COSTO PARA TECNOLOGIAS DE ABATIMIENTO PARA 2008 Y 2012

| Tecnología | Año | Función de costo (MMS) |
|-----------------------------|------|--|
| Precipitador electrostático | 2008 | $CT=0,1598643*(4213,688*E)^{0,6276}+0,0008979*(4213,688*E)+12,61611$ |
| Lavador Venturi | 2008 | $CT=0,0660313*(4213,688*E)^{0,56}+0,0007638*(4213,688*E)+22,6689$ |
| Filtro de mangas | 2008 | $CT=0,0021353*(4213,688*E)^{0,9141}+0,0008733*(4213,688*E)+18,37497$ |
| Precipitador electrostático | 2012 | $CT=0,1728614*(4213,688*E)^{0,6276}+0,0009709*(4213,688*E)+13,64181$ |
| Lavador Venturi | 2012 | $CT=0,0713997*(4213,688*E)^{0,56}+0,0008259*(4213,688*E)+24,5119$ |
| Filtro de mangas | 2012 | $CT=0,0023089*(4213,688*E)^{0,9141}+0,0009443*(4213,688*E)+19,86887$ |

Fuente: Actualizadas a base de Ponce y Chávez (2005).

TABLA 4

EFICIENCIA DE LAS TECNOLOGIAS DE ABATIMIENTO PARA MP_{2,5}

| Combustible | Filtro de Mangas | Lavador Venturi | Precipitador electrostático |
|-------------|------------------|-----------------|-----------------------------|
| Carbón | 0,96 | 0,89 | 0,94 |
| Madera | 0,99 | 0,92 | 0,90 |
| Petróleo 6 | 0,99 | 0,89 | 0,95 |
| Petróleo 5 | 0,99 | 0,89 | 0,95 |
| Petróleo 2 | 0,99 | 0,89 | 0,95 |

Fuente: O'Ryan y Bravo (2001).

3.5. Cambio tecnológico para el cambio de combustible, costos y eficiencias

Este estudio analiza el cambio de combustible a gas natural en todas las fuentes en que técnicamente sea posible hacerlo, ya sea que actualmente utilicen combustibles líquidos o sólidos. Sin embargo, el atractivo económico de este cambio depende de las características de las fuentes industriales, los escenarios regulatorios, así como también de los precios de los combustibles que son presentados en la tabla siguiente.

Existen 30 fuentes que podrían realizar un cambio de caldera debido a que utilizan madera o carbón, 20 y 10 respectivamente. Otras 119 fuentes utilizan combustibles líquidos por lo que solamente basta con un cambio de quemadores. Sin embargo, la alternativa de un cambio de caldera o quemador requiere estimar los costos para la instalación de estos equipos. Por ello, se construyeron funciones de costos a partir de las cuales se puede establecer que el precio de las calderas y quemadores es

TABLA 5

PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES EN MILLONES DE PESOS (MM\$) POR MILLON DE BTU

| Combustible | Precios año 2008 | Precios año 2012 |
|---------------|------------------|------------------|
| Madera | $4,95 * 10^{-3}$ | $5,54 * 10^{-3}$ |
| Carbón | $2,29 * 10^{-3}$ | $1,86 * 10^{-3}$ |
| Petróleo N° 6 | $5,00 * 10^{-3}$ | $8,37 * 10^{-3}$ |
| Petróleo N° 5 | $6,00 * 10^{-3}$ | $9,02 * 10^{-3}$ |
| Petróleo N° 2 | $8,79 * 10^{-3}$ | $9,98 * 10^{-3}$ |
| Gas natural | $4,89 * 10^{-3}$ | $7,61 * 10^{-3}$ |

Fuente: Elaboración propia.

dependiente de la potencia (P) de cada equipo medido en megawatts (MW). Esta relación se explica porque a mayor potencia se requieren calderas a gas con mayor tamaño y quemadores más grandes con una mayor superficie para el intercambio de calor, situación que incrementa los montos de las inversiones en este tipo de equipos. Así, las funciones de costos anualizadas expresadas en MM\$ para las alternativas de cambio de combustible se resumen en la Tabla 6.

TABLA 6

FUNCIONES DE COSTO ESTIMADAS PARA EL CAMBIO DE EQUIPOS⁴

| Opción | Precios (MM\$) año 2008 | Precios (MM\$) año 2012 |
|----------|---|---|
| Caldera | $1,0833 + 5,2526P + 0,000213P^4$ (0,06989) (0,10081) (0,00002) | $1,1808 + 5,7253P + 0,000233P^4$ (0,07618) (0,10988) (0,00002) |
| Quemador | $0,4838 + 3,5060P$ (0,09488) (0,15059) | $0,5273 + 3,8222P$ (0,10341) (0,1641) |

Fuente: Elaboración propia.

La función de costos para las calderas se estimó con 27 observaciones, arrojando un R^2 de 0,9998, y la función de costos de quemadores se estimó con 13 observaciones, arrojando un R^2 de 0,9743. Luego, ambas funciones se debieron anualizar, para ello se consideró una vida útil de 20 años, ya que una caldera muy bien mantenida puede llegar a tener una vida útil de 30 años y una caldera sin mantención puede alcanzar hasta los 10 años. Además, se calculó el costo de capital para cada sector industrial con datos financieros de Damodaran Online (2013).

⁴ Los errores estándares de los coeficientes estimados en la regresión se presentan entre paréntesis.

3.6. Modelación de un sistema de permisos transables versus un estándar de emisiones

La regulación ambiental se puede representar como un problema de optimización para minimizar los costos totales de implementar un sistema de permisos de emisión transables (SPET) versus implementar un estándar de emisiones. La demostración que la solución del problema del SPET descentralizado resuelto por cada fuente contaminante es igual a la solución centralizada para todas las fuentes contaminantes resuelta por un planificador central benevolente se puede ver en el Anexo. La notación del problema centralizado se especifica a continuación.

fscg: fuentes sin opción a cambio de combustible, es decir, solo cuentan con la alternativa de tecnologías de abatimiento. Son 34 (14 sin combustible, 15 a madera y 5 a carbón).

fscg: fuentes que utilizan combustibles sólidos y tienen la opción de cambio a gas natural mediante el cambio de caldera o de instalar alguna tecnología de abatimiento dependiendo de cuál es la más costo-efectiva. Estas son 30 fuentes (20 a madera y 10 a carbón).

fclg: fuentes que utilizan combustibles líquidos y tienen la opción de cambio a gas natural mediante la instalación de un quemador dual o de instalar alguna tecnología de abatimiento dependiendo de cuál es la más costo-efectiva. Estas son 119 fuentes (68 a petróleo N° 6, 10 a petróleo N° 5 y 41 a petróleo N° 2).

t: tecnologías de abatimiento (Lavador Venturi, Precipitador Electrostático o Filtro de Mangas) con distintas eficiencias de reducción de emisiones dependiendo del combustible que utiliza la fuente en la cual se instale. También se incluye la alternativa de no utilizar ninguna tecnología.

sq: representa las tres posibles sustituciones de combustibles líquidos a gas natural (petróleo N° 2 a gas, petróleo N° 5 a gas y petróleo N° 6 a gas). Cada una de estas sustituciones tiene distinta eficiencia de reducción de emisiones 28%, 55% y 79%, respectivamente.

sc: Representa las dos sustituciones de combustibles sólidos a gas natural (madera y carbón). Cada una de estas sustituciones tiene distinta eficiencia de reducción de emisiones 98% y 76%, respectivamente.

- $X_{fscg,t}$: variable binaria que determina si una fuente *fscg* utiliza una alternativa *t*
- $Y_{fclg,sq}$: variable binaria que determina si una fuente *fclg* utiliza una alternativa *sq*
- $Y_{fscg,sc}$: variable binaria que determina si una fuente *fscg* utiliza una alternativa *sc*
- $YT_{fclg,t}$: variable binaria que determina si una fuente *fclg* utiliza una alternativa *t*
- $YT_{fscg,t}$: variable binaria que determina si una fuente *fscg* utiliza una alternativa *t*
- $CT_{fscg,t}$: costo anualizado de utilizar una alternativa *t* para una fuente *fscg* (MMS)
- $CGT_{fclg,t}$: costo anualizado de utilizar una alternativa *t* para una fuente *fclg* (MMS)
- $CGT_{fscg,t}$: costo anualizado de utilizar una alternativa *t* para una fuente *fscg* (MMS)
- $CG_{fclg,sq}$: costo anualizado de utilizar una alternativa *sq* para una fuente *fclg* (MMS)
- $CG_{fscg,sc}$: costo anualizado de utilizar una alternativa *sc* para una fuente *fscg* (MMS)

Estos dos últimos costos varían de acuerdo con la diferencia de precios entre el combustible que se sustituya y el gas natural, además del costo anualizado de la

compra e instalación de la caldera o quemador necesario para la sustitución. Sea c el combustible a sustituir por gas natural, las fórmulas para los costos son las siguientes:

$$CG_{fclg,sc} = (\text{Precio}_{\text{gas natural}} - \text{Precio}_c) * Dlgas * MMBTUconsumo_c + CQ_{fclg}$$

$$CG_{fcsg,sc} = (\text{Precio}_{\text{gas natural}} - \text{Precio}_c) * Dsgas * MMBTUconsumo_c + CC_{fcsg}$$

$Dsgas$ ($Dlgas$) representa la disponibilidad de gas existente, la que determina la cantidad posible a sustituir, para fuentes $fcsg$ esta opción puede ser nula (0%) o máxima (100%)⁵, no así para fuentes $fclg$ que pueden utilizar disponibilidades entre 0% y 100% gracias a los equipos duales. $MMBTUconsumo_c$ indica los millones de BTU que se consumen del combustible c y que serán sustituidas por millones de BTU de gas natural dependiendo de la disponibilidad y CC_{fcsg} (CQ_{fclg}) representa el costo anualizado de la inversión e instalación de la caldera (quemador) necesaria(o) para el cambio de combustible.

Considerando todo lo anterior la función objetivo es de la siguiente forma:

$$Z = \text{Min} \left[\sum_{fscg} \sum_t CT_{fscg,t} X_{fscg,t} + \sum_{fclg} \sum_{sq} CG_{fclg,sq} Y_{fclg,sq} + \sum_{fclg} \sum_t CGT_{fclg,t} YT_{fclg,t} \right. \\ \left. + \sum_{fcsg} \sum_{sc} CG_{fcsg,sc} Y_{fcsg,sc} + \sum_{fcsg} \sum_t CGT_{fcsg,t} YT_{fcsg,t} \right]$$

Sujeta a los siguientes conjuntos de restricciones:

$$\sum_t X_{fscg,t} = 1, \forall \text{ fuentes } fscg \quad (i)$$

$$\sum_t Y_{fclg,sq} + \sum_t YT_{fclg,t} = 1, \forall \text{ fuentes } fclg \quad (ii)$$

$$\sum_s Y_{fcsg,sc} + \sum_t YT_{fcsg,t} = 1, \forall \text{ fuentes } fcsg \quad (iii)$$

Los conjuntos de restricciones (i), (ii) y (iii) indican que cada tipo de fuente debe escoger solo una alternativa de reducción de emisiones. El conjunto (i) representa a las fuentes $fscg$ y los conjuntos (ii) y (iii) a las fuentes $fclg$ y $fcsg$, respectivamente.

⁵ El supuesto de no ser factible una disponibilidad variable de gas natural para las fuentes industriales que utilizan combustibles sólidos radica en la imposibilidad técnico-económica de contar paralelamente con dos equipos de combustión distintos.

La restricción (iv) representa a un SPET y las restricciones (v), (vi) y (vii) representan un estándar de emisiones. Por lo tanto, para analizar un SPET al modelo detallado anteriormente se le agrega la restricción (iv), que muestra que la distribución resultante de las alternativas de reducción de emisiones por medio de las fuentes debe ser tal que las emisiones agregadas finales no sean superiores al nivel de emisiones prefijado por el regulador. En el caso de analizar un estándar de emisiones la restricción (iv) se cambia por las restricciones (v), (vi) y (vii), las que indican que todas las fuentes deben reducir en un mismo porcentaje sus emisiones.

$$\begin{aligned}
& \sum_{fscg} \sum_t E_{fscg} (1 - Rt_{fscg,t}) X_{fscg,t} \\
& + \sum_{fclg} \sum_{sq} E_{fclg} (1 - Rc_{fclg,sq}) Y_{fclg,sq} + \sum_{fclg} \sum_t E_{fclg} (1 - Rt_{fclg,t}) Y_{fclg,t} \\
& + \sum_{fcsq} \sum_{sc} E_{fcsq} (1 - Rc_{fcsq,sc}) Y_{fcsq,sc} \\
& + \sum_{fcsq} \sum_t E_{fcsq} (1 - Rt_{fcsq,t}) Y_{fcsq,t} \\
& \leq (1 - M) \left[\sum_{fscg} E_{fscg} + \sum_{fclg} E_{fclg} + \sum_{fcsq} E_{fcsq} \right] \quad (iv)
\end{aligned}$$

$$\sum_t E_{fscg} (1 - Rt_{fscg,t}) X_{fscg,t} = (1 - M) E_{fscg}, \forall \text{ fuente } fscg \quad (v)$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{sq} E_{fclg} (1 - Rc_{fclg,sq}) Y_{fclg,sq} \\
& + \sum_t E_{fclg} (1 - Rt_{fclg,t}) Y_{fclg,t} = (1 - M) E_{fclg}, \forall \text{ fuente } fclg \quad (vi)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{sc} E_{fcsq} (1 - Rc_{fcsq,sc}) Y_{fcsq,sc} \\
& + \sum_t E_{fcsq} (1 - Rt_{fcsq,t}) Y_{fcsq,t} = (1 - M) E_{fcsq}, \forall \text{ fuente } fcsq \quad (vii)
\end{aligned}$$

La notación utilizada en las restricciones (iv), (v), (vi) y (vii) se detalla a continuación:

E_{fscg} : emisiones de $MP_{2,5}$ en ton/año de una fuente $fscg$.

E_{fclg} : emisiones de $MP_{2,5}$ en ton/año de una fuente $fclg$.

E_{fcsq} : emisiones de $MP_{2,5}$ en ton/año de una fuente $fcsq$.

$Rt_{fscg,t}$: eficiencia de reducción de emisiones de una alternativa t para una fuente $fscg$.

$R_{fcfg,sg}$: eficiencia de reducción de emisiones de una alternativa sg para una fuente $fcfg$.

$R_{fcsg,sc}$: eficiencia de reducción de emisiones de una alternativa sc para una fuente $fcsg$.

$R_{fcfg,i}$: eficiencia de reducción de emisiones de la alternativa t para la fuente $fcfg$.

$R_{fcsg,i}$: eficiencia de reducción de emisiones de la alternativa t para la fuente $fcsg$.

M : representa el porcentaje meta de reducción de emisiones.

4. RESULTADOS

La Tabla 7 muestra el costo agregado de las fuentes industriales bajo un estándar de emisiones frente a distintos porcentajes de disponibilidad de gas natural y diferentes exigencias de reducción de emisiones, considerando los precios de combustibles, tecnologías de fin de tubo, cambio de calderas y quemadores a precios del año 2008. La máxima posibilidad de reducción de emisiones (individual y agregada) es de un 95%, ya que no es posible obtener un 100% de reducción, debido a que ninguna alternativa puede lograr tal eficiencia. Se observa que a medida que aumenta la disponibilidad de gas natural a cualquier nivel de reducción de emisiones los costos disminuyen hasta llegar incluso a convertirse en ahorro de costos en algunos casos. Para un mismo nivel de disponibilidad de gas y a medida que aumenta la exigencia de reducción también aumentan los costos (o disminuyen los ahorros).

Un caso particular constituye el escenario impuesto por una nula exigencia de reducción de emisiones, en donde a medida que aumenta la disponibilidad de gas natural los costos disminuyen. Esto se debe al diferencial de precios existente entre algunos combustibles actualmente utilizados y el gas natural, por lo tanto, para muchas fuentes industriales es muy favorable en términos económicos cambiarse de combustible aunque deban incurrir en el costo de cambio de caldera o quemador necesario para esta alternativa.

Bajo un estándar de emisiones, a medida que aumenta la disponibilidad de gas natural, la mayoría de las fuentes optan por un cambio de combustible cuando la disponibilidad de gas natural es máxima y la exigencia de reducción es nula: 14 pasan de madera a gas, 55 de petróleo N° 6 a gas, 10 de petróleo N° 5 a gas y 38 de petróleo N° 2 a gas; las fuentes a carbón no optan por el cambio de combustible, ya que por el bajo precio del carbón el cambio de combustible no es atractivo. Al no existir disponibilidad de gas natural, pero bajo una exigencia de reducción máxima de emisiones (95%), la mayoría de las fuentes optan por los filtros de mangas. Ahora bien, bajo el escenario de una disponibilidad de gas completa (100%) con una exigencia de reducción máxima (95%) en su mayoría las fuentes que optan por el cambio de combustible son las que utilizan madera; la distribución es la siguiente: 20 pasan de madera a gas, 2 de petróleo N° 6 a gas, 4 de petróleo N° 5 a gas y 35 de petróleo N° 2 a gas, el resto sigue optando mayormente por la instalación de un filtro de mangas.

La Tabla 8 muestra el costo agregado de un SPET frente a distintos porcentajes de disponibilidad de gas natural y diferentes exigencias de reducción de emisiones, considerando los precios de combustibles, tecnologías de fin de tubo y cambio de

TABLA 7
COSTO AGREGADO BAJO UN ESTANDAR DE EMISIONES (MM\$) A MONEDA DEL AÑO 2008

| Disponibilidad de gas | Reducción de emisiones | | | | | | | | | | |
|-----------------------|------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|---------|---------|
| | 0% | 10% | 20% | 30% | 40% | 50% | 60% | 70% | 80% | 90% | 95% |
| 0% | 0 | 1254,9 | 2509,8 | 3764,7 | 5019,7 | 6274,6 | 7529,5 | 8784,5 | 10039,4 | 11366,0 | 13023,4 |
| 25% | -5157,1 | -4259,9 | -2931,9 | -949,3 | 1033,3 | 3015,9 | 4998,5 | 6981,2 | 8963,8 | 10982,8 | 12827,5 |
| 50% | -10502,8 | -9639,1 | -8757,3 | -7507,6 | -5154,1 | -2105,4 | 943,2 | 3991,9 | 7040,5 | 10110,1 | 12411,0 |
| 75% | -15881,4 | -15024,7 | -14168,0 | -13269,9 | -12367,2 | -9225,3 | -5664,6 | -883,4 | 3897,8 | 8679,8 | 11746,4 |
| 100% | -21383,9 | -20936,7 | -20489,5 | -20029,3 | -19517,4 | -19005,5 | -16290,8 | -11373,4 | -6160,8 | 1708,9 | 5647,6 |

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 8
COSTO AGREGADO BAJO UN SPET (MM\$) A MONEDA DEL AÑO 2008

| Disponibilidad de gas | Reducción de emisiones | | | | | | | | | | |
|-----------------------|------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|
| | 0% | 10% | 20% | 30% | 40% | 50% | 60% | 70% | 80% | 90% | 95% |
| 0% | 0 | 777,3 | 1569,3 | 2398,3 | 3259,9 | 4186,4 | 5422,2 | 6691,8 | 8134,2 | 10083,6 | 12198,9 |
| 25% | -5157,1 | -4733,1 | -3955,7 | -3144,6 | -2226,2 | -973,4 | 309,6 | 1786,3 | 3559,4 | 7130,1 | 11349,2 |
| 50% | -10502,8 | -10479,4 | -9702,1 | -8909,4 | -8067,1 | -6967,6 | -5702,6 | -4329,0 | -2201,9 | 1609,6 | 8003,7 |
| 75% | -15881,4 | -15881,4 | -15470,4 | -14692,9 | -13882,1 | -12965,8 | -11717,4 | -10436,9 | -8881,5 | -4002,7 | 3008,2 |
| 100% | -21383,9 | -21383,9 | -21383,9 | -21383,9 | -21383,9 | -21335,0 | -21246,9 | -20452,5 | -19187,5 | -17476,3 | -8076,4 |

Fuente: Elaboración propia.

calderas y quemadores a precios del año 2008. La máxima posibilidad de reducción de emisiones bajo este sistema es de un 98%, pero para términos prácticos de comparación con el estándar se utiliza un 95%. Se observa que a medida que aumenta la disponibilidad de gas natural a cualquier nivel de reducción de emisiones los costos disminuyen hasta llegar incluso a convertirse en ahorro de costos a niveles de 100% de disponibilidad de gas y exigencias menores de 95%. Al igual que bajo un estándar, si se considera un mismo nivel de disponibilidad de gas y se aumenta la exigencia de reducción aumentan los costos agregados (o disminuyen los ahorros).

Para exigencias de reducción sobre el 70% la totalidad de las fuentes a madera (20 fuentes) se cambian a gas. Sin embargo, para alcanzar la reducción real máxima (98%), las fuentes a madera deben escoger una tecnología de abatimiento, ya que ese nivel de exigencia no es logrado con el cambio de combustible.

En el caso de 100% de disponibilidad de gas y una exigencia de reducción de emisiones de 95% son más las fuentes que optan por la alternativa de cambio de combustible: 20 pasan de madera a gas, 10 de petróleo N° 6 a gas, 10 de petróleo N° 5 a gas y 38 de petróleo N° 2 a gas. Si bien también la tecnología de filtro de mangas es la más utilizada por las fuentes que no sustituyen el combustible, bajo este sistema regulatorio existen algunas fuentes que no se cambian de combustible ni instalan alguna tecnología de fin de tubo porque es más conveniente (en términos económicos) comprar reducción de emisiones a otras fuentes.

Luego, comparando ambas alternativas regulatorias a partir de los resultados de las Tablas 7 y 8 se observa que en todos los casos los costos obtenidos bajo un SPET son menores que con un estándar, lo cual se hace más notorio a medida que aumenta la disponibilidad de gas natural.

Bajo un estándar de emisiones a precios del año 2012, cuando aumenta la disponibilidad de gas natural y no existe exigencia de reducción, la mayoría de las fuentes optan por un cambio de combustible. Cuando la disponibilidad de gas natural es máxima, las fuentes industriales optan de la siguiente manera: 3 pasan de madera a gas, 55 de petróleo N° 6 a gas, 10 de petróleo N° 5 a gas y 38 de petróleo N° 2 a gas, las fuentes a carbón no optan por el cambio de combustible. A diferencia de lo ocurrido a precios del 2008, son menos las fuentes a madera que optan por un cambio de combustible, lo que se explica por el aumento del precio relativo del gas natural. Bajo un escenario de un 87% de exigencia de reducción, solo tres de las fuentes a madera se cambian a gas. Cabe señalar que por sobre un 94% de exigencia ninguna fuente a madera cambia su combustible por gas natural.

Al no existir disponibilidad de gas natural, pero sí una reducción máxima de emisiones (95%), la mayoría de las fuentes optan por los filtros de mangas. Si existe una disponibilidad de gas de un 100% con una reducción máxima (95%), algunas fuentes optan por el cambio de combustible: 3 de petróleo N° 6 a gas, 4 de petróleo N° 5 a gas y 28 de petróleo N° 2 a gas, el resto sigue optando mayormente por la instalación de un filtro de mangas.

El análisis del cambio de combustible para las fuentes industriales es similar en un SPET para los escenarios de disponibilidad máxima de gas natural y sin exigencias de reducción, o bien cuando no existe disponibilidad de gas natural y la meta de reducción es máxima (95%). Si la disponibilidad de gas natural es máxima y la exigencia de

TABLA 9

COSTO AGREGADO BAJO UN ESTANDAR DE EMISIONES (MM\$) A MONEDA DEL AÑO 2012

| Disponibilidad de gas | Reducción de emisiones | | | | | | | | | | |
|-----------------------|------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|---------|
| | 0% | 10% | 20% | 30% | 40% | 50% | 60% | 70% | 80% | 90% | 95% |
| 0% | 0 | 1422,4 | 2844,8 | 4267,2 | 5689,6 | 7112,0 | 8534,4 | 9956,8 | 11379,2 | 12882,8 | 14761,5 |
| 25% | -10038,0 | -9066,4 | -7550,5 | -4727,5 | -1904,5 | 918,4 | 3741,4 | 6564,4 | 9387,4 | 12221,7 | 14451,5 |
| 50% | -20409,6 | -19444,8 | -18466,8 | -17032,7 | -14149,9 | -9239,6 | -4329,2 | 581,1 | 5491,4 | 10402,7 | 13624,1 |
| 75% | -30789,1 | -29824,3 | -28859,5 | -27866,0 | -26869,4 | -23048,2 | -18500,2 | -9965,1 | -1430,0 | 7105,9 | 12139,6 |
| 100% | -41168,7 | -40205,1 | -39241,4 | -38269,0 | -37261,8 | -36254,6 | -32464,2 | -25890,5 | -18238,5 | -880,2 | 8564,5 |

Fuente: Elaboración propia.

TABLA 10

COSTO AGREGADO BAJO UN SPET (MM\$) A MONEDA DEL AÑO 2012

| Disponibilidad de gas | Reducción de emisiones | | | | | | | | | | |
|-----------------------|------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|
| | 0% | 10% | 20% | 30% | 40% | 50% | 60% | 70% | 80% | 90% | 95% |
| 0% | 0 | 881,1 | 1778,6 | 2718,3 | 3695,0 | 4745,1 | 6145,8 | 7584,9 | 9219,8 | 11429,4 | 13826,9 |
| 25% | -10038,0 | -9595,2 | -8714,1 | -7796,0 | -6760,4 | -5348,1 | -3897,7 | -2138,1 | 1805,6 | 7397,2 | 12592,3 |
| 50% | -20409,6 | -20406,6 | -19525,4 | -18627,7 | -17675,4 | -16435,3 | -15001,4 | -13448,6 | -10041,3 | -436,1 | 8448,0 |
| 75% | -30789,1 | -30789,1 | -30344,0 | -29462,9 | -28544,6 | -27508,5 | -26095,4 | -24644,5 | -22883,2 | -11609,2 | 2207,2 |
| 100% | -41168,7 | -41168,7 | -41162,7 | -40281,6 | -39383,7 | -38430,8 | -37189,5 | -35755,6 | -34201,9 | -30782,7 | -8023,8 |

Fuente: Elaboración propia.

reducción es del 95%, son más las fuentes que optan por la alternativa de cambio de combustible: 22 pasan de petróleo N° 6 a gas, 10 de petróleo N° 5 a gas y 30 de petróleo N° 2 a gas. Si bien, la tecnología de filtro de mangas es la más utilizada por las fuentes que eligen la alternativa de instalación de alguna tecnología de abatimiento por sobre el cambio de combustible, bajo este sistema regulatorio encontramos fuentes que no se cambian de combustible ni instalan alguna tecnología de fin de tubo. Situación muy similar a la del año 2008, pero con la diferencia que en este caso son mucho menos las fuentes que optan por el cambio de combustible por una reducción en los ahorros de costos asociados al aumento en el precio relativo del gas natural.

Como se observa en las tablas anteriores, en muchos escenarios de disponibilidad de gas natural se obtuvieron ahorros de costos. Esto se debe a la diferencia de precios que existe entre los combustibles actualmente utilizados y el gas natural. Por lo tanto, se podría definir a qué precio del gas natural los ahorros de costos desaparecen dejando indiferentes a las fuentes industriales de realizar la sustitución. Definiendo una disponibilidad de 100% de gas natural, se realizaron varias simulaciones de SPET a precios del 2012 con el fin de encontrar el precio del gas natural bajo el cual (sin existir exigencias de reducción) la alternativa de cambio de combustible se iguala a la alternativa de no hacer nada. Luego de varias iteraciones se obtuvo un precio aproximado de $8,8 \times 10^{-3}$ MMS\$/MMBTU (aproximadamente unos 18 US\$/MMBTU) versus el precio inicial de $7,6 \times 10^{-3}$ MMS\$/MMBTU (aproximadamente unos 15 US\$/MMBTU), así este sería el precio al cual el cambio a gas natural ya no produce ahorros de costos, considerando constantes los precios de los demás combustibles para el año 2012. No obstante, este precio de equilibrio aumentaría en la medida que se incrementen las exigencias de reducción.

5. CONCLUSIONES

Este estudio simula la implementación de un sistema de permisos de emisión transables (SPET) versus un estándar, bajo distintas disponibilidades de gas natural y distintas metas de reducción de emisiones. Para sensibilizar los resultados se consideran precios de los combustibles y funciones de costo para los años 2008 y 2012.

Los resultados confirman el resultado teórico que un SPET es más costo-efectivo que un estándar, lo cual se basa en el supuesto de ausencia de costos de transacción, derechos de propiedad bien definidos, mercado competitivo y certidumbre regulatoria. Pero además, se demuestra que la alternativa de cambio de combustible y cambio tecnológico, es una opción atractiva en términos económicos para las fuentes industriales del Concepción Metropolitano, aunque mucho más a precios del 2008 que a precios del 2012, debido al aumento en el precio del gas relativo a los otros combustibles.

Además, es posible estimar que las fuentes industriales que cambian de combustible consumirían en total $597.424.512 \text{ m}^3/\text{año}$ de gas natural, lo que equivale a un 62,95% del total que podría llegar a existir, en la segunda etapa de la planta de regasificación de Pemuco. Por lo tanto, a medida que exista mayor disponibilidad de gas natural y los precios de este combustible se vuelvan más competitivos, la opción de cambio de combustible con cambio tecnológico sería una alternativa cada vez más atractiva para las fuentes industriales del Concepción Metropolitano.

Un resultado llamativo es que debido al aumento del precio relativo del gas natural desde 2008 a 2012, la mayoría de las fuentes industriales que utilizaban madera e inicialmente optaban por el gas natural deciden no realizar el cambio de combustible bajo los nuevos precios (17 de 20 fuentes). Por otra parte, las fuentes que utilizan carbón no se cambian a precios del 2008 ni 2012. Por lo anterior, se podría concluir que el mayor impacto de las plantas de regasificación para reducir la contaminación por $MP_{2,5}$ es en aquellas zonas donde se utilice más intensivamente combustibles líquidos, y que la sustitución desde los combustibles de biomasa podría verse afectada negativamente por la incertidumbre e inestabilidad en los precios relativos de los combustibles.

REFERENCIAS

- ALEGRIA, M., C. MARDONES y J. JIMENEZ (2013). "Reduction of PM10 emissions under scenarios of regulation and availability of natural gas in the Bío-Bío Region, Chile", *Energy & Environment Journal* 24 (6), pp. 1031-1041.
- AMBIOSIS (2007). "Estimación de emisiones contaminantes atmosféricas a partir de la Encuesta Nacional Industrial Anual para alimentar el Registro Nacional de Emisiones y Transferencia de Contaminantes".
- CIFUENTES, L.A., J. VEGA, K. KÖPFER y L.B. LAVE (2000). "Effect of the fine fraction of particulate matter versus the coarse mass and other pollutants on daily mortality in Santiago, Chile", *Journal of the Air & Waste Management Association* 50 (8), pp. 1287-1298.
- CLERGER, G., C. CHAVEZ, M. VILLENA y W. GOMEZ (2009). "Costos de cumplimiento de regulación ambiental con información incompleta: aplicación a fuentes fijas del PCE de Santiago, Chile", *Estudios de Economía* 36 (2), pp. 165-190.
- CNE (2011). Balance Nacional de Energía, Comisión Nacional de Energía.
- UDT-PROTERM (2011). "Inventario de Emisiones para el Gran Concepción año base 2008 (fuentes fijas)". Elaborado para el Ministerio del Medioambiente.
- CORIA, J. y T. STERNER (2010). "Tradable permits in developing countries: Evidence from air pollution in Chile", *The Journal of Environment & Development* 19 (2), pp. 145-170.
- FRANCK, U., A.M. LEITTE y P. SUPPAN (2014). "Multiple exposures to air borne pollutants and hospital admissions due to diseases of the circulatory system in Santiago de Chile", *Science of the total Environment* 468-469, pp. 746-756.
- LEIVA, M.A., D.A. SANTIBÁÑEZ, S. IBARRA, P. MATUS y R. SEGUEL (2013). "A five-year study of particulate matter (PM2.5) and cerebrovascular diseases", *Environmental Pollution* 181, pp. 1-6.
- SAN MARTIN, R. (2003). "Marketable emission permits with imperfect monitoring", *Energy Policy* 31 (13), pp. 1369-1378.
- MONTGOMERY, D. (1972). "Markets in licenses and efficient pollution control programs", *Journal of Economic Theory* 5 (3), pp. 395-418.
- O'RYAN, R.E. (1996). "Cost-effective policies to improve urban air quality in Santiago, Chile", *Journal of Environmental Economics and Management* 31 (3), pp. 302-313.
- O'RYAN, R. y R. BRAVO (2001). "Permisos transables frente a la introducción de un combustible limpio: estudio de caso para PM-10 y NO en Santiago, Chile", *Estudios de Economía* 28 (2), pp. 267-291.
- O'RYAN, R. y J.M. SANCHEZ (2008). "Comparison of Net Benefits of Incentive-Based and Command and Control Environmental Regulations: The Case of Santiago, Chile", *The World Bank Economic Review* 22 (2), pp. 249-269.
- PONCE, R. y C. CHAVEZ (2005). "Costos de cumplimiento de un sistema de permisos de emisión. Aplicación a fuentes fijas en Talcahuano, Chile", *El Trimestre Económico* 72 (288), pp. 847-876.

ANEXO

El funcionamiento de un sistema de permisos transables descentralizado se puede formalizar de la siguiente forma:

Las emisiones originales de cada fuente sin control son E_i y las reducciones de emisiones que realiza la fuente i es a_i . Sea $E^* = (1 - M)\sum_i E_i$ el total de emisiones permitidas por la autoridad para todas las fuentes, de tal forma de lograr una reducción de $M\%$ sobre el total de emisiones originalmente emitidas $\sum_i E_i$. Además, se distribuyen l_i permisos de emisión a cada fuente de tal forma que las emisiones finales totales no sean mayores al total de emisiones permitidas $(1 - M)\sum_i E_i = \sum_i l_i$.

Así, el problema que enfrenta cada fuente consiste en minimizar el costo total de reducir sus emisiones. Este costo puede generarse por abatir directamente $C_i(a_i)$ o bien por comprar permisos de emisión por sobre los originalmente asignados al precio de mercado p .

El problema descentralizado de la fuente i es el siguiente:

$$\text{Min } C_i(a_i) + p(E_i - a_i - l_i)$$

La condición de primer orden es:

$$C_i'(a_i) - p = 0$$

En equilibrio el costo marginal de abatir de la fuente i debe ser igual al precio de los permisos p , y además, en un mercado de permisos competitivo cualquier otra fuente j enfrenta el mismo precio de comprar o vender permisos.

$$C_i'(a_i) = C_j'(a_j) = p$$

Alternativamente, el problema a resolver por un planificador central es minimizar los costos totales sin importar la fuente que abate dada la meta agregada de reducción de emisiones, es decir, $\sum_i a_i = E^*$.

Así el problema es el siguiente:

$$\text{Min } \sum_i C_i(a_i) \text{ sujeto a } \sum_i a_i = E^*$$

Las condiciones de primer orden son:

$$\begin{aligned} C_i'(a_i) - \lambda &= 0 \quad \forall i \\ \sum_i a_i - E^* &= 0 \end{aligned}$$

Por lo tanto, en el óptimo se tiene que cumplir $\forall i \neq j$ que:

$$C_i'(a_i) = \dots = C_j'(a_j) = \lambda$$

En consecuencia, el precio de mercado de los permisos p es igual al precio sombra λ , se llega a la misma condición de costo-efectividad vista anteriormente en el problema descentralizado. Así, es posible afirmar que ambos problemas entregarán la misma solución si existe un mercado competitivo en la transacción de los permisos de emisión.

