



**Universidad Nacional de Lanús**  
**Departamento de Planificación y Políticas**

## **MAESTRÍA EN GESTIÓN DE LA ENERGÍA**

### **TESIS**

**Factibilidad de implementación de un impuesto al carbono en  
el sector eléctrico argentino**

**Maestrando: Lic. Ovidio Holzer**

**Director de Tesis: Mg. Diego Margulis**

## Resumen

El propósito de esta tesis es estimar el impacto de instaurar un impuesto al carbono sobre el sector eléctrico argentino. Para ello se realizaron dos tipos de análisis, uno analizando datos ya realizados y alocando valores al carbono para poder cuantificar su impacto sobre la demanda y otro análisis futuro en base a corridas del programa Visual Margo. La fuente de información para el análisis Ex Post fue la publicada por CAMMESA en sus informes anuales para mientras que para el análisis Ex Ante se utilizó la base de datos de la Programación Estacional también publicada por CAMMESA. Como resultado final se obtienen montos estimados de recaudación del impuesto y su impacto en los costos del MWh. Una de las principales conclusiones a las que se arriba es que aplicar este tipo de impuestos en Argentina sin reordenar el sistema eléctrico no tendría efectos significativos, ya que, la mayoría de los usuarios se encuentran subsidiados y no perciben un incremento en el costo de la energía eléctrica mayorista. La segunda conclusión es que contar con este tipo de análisis permite a Argentina y a sus empresas exportadoras estar más preparadas para afrontar las discusiones que vienen respecto a los instrumentos de ajuste de carbono en frontera que varios países y o bloques comerciales comienzan a aplicar.

## Contenido

|                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------|----|
| Acrónimos y siglas .....                                         | 3  |
| Índice de Figuras .....                                          | 4  |
| Índice de Tablas.....                                            | 4  |
| Resumen ejecutivo .....                                          | 5  |
| Objetivos .....                                                  | 6  |
| Metodología.....                                                 | 7  |
| 1. Introducción .....                                            | 8  |
| 2. Impuestos al carbono.....                                     | 9  |
| 2.1 Situación actual .....                                       | 9  |
| 2.2 Teoría del impuesto al carbono .....                         | 14 |
| 3. Argentina.....                                                | 17 |
| 3.1. Situación relativa a nivel mundial .....                    | 17 |
| 3.2 Marco regulatorio .....                                      | 23 |
| 3.2.1 Impuesto al carbono .....                                  | 24 |
| 4. Sector eléctrico argentino .....                              | 28 |
| 2.1 Potencia instalada .....                                     | 29 |
| 2.2 Generación .....                                             | 32 |
| 2.3 Demanda .....                                                | 33 |
| 2.4 Combustibles.....                                            | 34 |
| 2.5 Despacho.....                                                | 36 |
| 2.6 Costos.....                                                  | 36 |
| 2.7 Subsidios.....                                               | 37 |
| 5. Factor de emisión.....                                        | 41 |
| 5.1 Recaudación del Impuesto al CO2 en el período 2010-2020..... | 43 |
| 5.2. Impacto del impuesto en el despacho .....                   | 45 |
| 6. Conclusiones y propuesta .....                                | 47 |
| Bibliografía .....                                               | 50 |
| Legislación y normas reglamentarias .....                        | 52 |
| Páginas web consultadas .....                                    | 54 |

## Acrónimos y siglas

|                       |                                                                                                                  |
|-----------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| \$                    | Pesos Argentinos                                                                                                 |
| ACEEE                 | American Council for an Energy-Efficient Economy / Consejo Americano para una Economía Energéticamente Eficiente |
| ADEERA                | Asociación de Distribuidoras de Energía Eléctrica de la República Argentina                                      |
| CAMMESA               | Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima                                         |
| CBAM                  | Carbon Border Adjustment Mechanism / Mecanismo de Ajuste de Carbono en la Frontera                               |
| CO <sub>2</sub>       | Dióxido de carbono                                                                                               |
| EERR                  | Energías Renovables                                                                                              |
| ETS                   | Emissions Trading System                                                                                         |
| FMI                   | Fondo Monetario Internacional                                                                                    |
| GEI                   | Gases de Efecto Invernadero                                                                                      |
| GNL                   | Gas Natural Licuado                                                                                              |
| GtCO <sub>2</sub> e   | Gigatoneladas de Dióxido de Carbono Equivalente                                                                  |
| GW                    | Gigawatt                                                                                                         |
| GWh                   | Gigawatt hora                                                                                                    |
| IPCC                  | Panel Intergubernamental de Expertos en Cambio Climático                                                         |
| MBTU                  | Millón de BTU (Unidad Térmica Británica)                                                                         |
| MEM                   | Mercado Eléctrico Mayorista                                                                                      |
| MEyM                  | Ministerio de Energía y Minería                                                                                  |
| m <sup>3</sup>        | Metro cúbico                                                                                                     |
| MMm <sup>3</sup>      | Millones de Metros Cúbicos                                                                                       |
| MMm <sup>3</sup> /día | Millones de Metros Cúbicos por Día                                                                               |
| MW                    | Megawatt                                                                                                         |
| OCDE                  | Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos                                                      |

## Índice de Figuras

|                                                                                                                           |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1: 20 países más expuestos al CBAM en términos de valor de las exportaciones (MM USD).....                         | 11 |
| Figura 2: Consumo de energía per cápita y emisiones de CO2.....                                                           | 17 |
| Figura 3: Emisiones por sector, año 2016.....                                                                             | 18 |
| Figura 4: Matriz energética primaria 2020, primeros 10 emisores del sector energético y Argentina.....                    | 20 |
| Figura 5: Generación de energía eléctrica por fuente 2020, 10 principales emisores del sector energético y Argentina..... | 20 |
| Figura 6: Matriz primaria Argentina, año 2020.....                                                                        | 21 |
| Figura 7: Emisiones de GEI por subsector.....                                                                             | 22 |
| Figura 8: Trayectoria de emisiones en los escenarios BAU, incondicional y con medidas condicionales. Argentina 2016.....  | 23 |
| Figura 9: Esquema de funcionamiento del MEM.....                                                                          | 29 |
| Figura 10: Evolución de la potencia instalada por fuente primaria y tecnología.....                                       | 30 |
| Figura 11: Evolución de la potencia instalada en %.....                                                                   | 31 |
| Figura 12: Evolución de la generación eléctrica por tecnología.....                                                       | 32 |
| Figura 13: Evolución de la demanda eléctrica.....                                                                         | 33 |
| Figura 14: Demanda por tipo de usuario.....                                                                               | 34 |
| Figura 15: Consumo de combustibles para generación eléctrica.....                                                         | 35 |
| Figura 16: Evolución del precio monómico y del precio estacional sancionado.....                                          | 38 |
| Figura 17: Emisión por tipo de combustible.....                                                                           | 41 |
| Figura 18: Factor de emisión de la red eléctrica argentina.....                                                           | 42 |
| Figura 19: Emisiones de CO2 alocadas a la demanda.....                                                                    | 43 |
| Figura 20: Impacto del Impuesto al CO2 en millones de USD.....                                                            | 44 |
| Figura 21: Impacto del Impuesto al CO2 en USD/MWh en el período 2010-2021.....                                            | 44 |
| Figura 22: Impacto del impuesto al CO2 en USD/MWh en 2022.....                                                            | 46 |

## Índice de Tablas

|                                                                                                             |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1: Objetivos e instrumentos de política climática.....                                                | 16 |
| Tabla 2: Primeros 10 emisores del sector energético y Argentina, año 2018, e indicadores seleccionados..... | 19 |
| Tabla 3: Valores de impuesto al carbono en proyecto original.....                                           | 25 |
| Tabla 4: Valores del impuesto al carbono post dictamen de comisión.....                                     | 26 |
| Tabla 5: Evolución potencia instalada en MW.....                                                            | 30 |
| Tabla 6: Evolución de la generación por fuente.....                                                         | 32 |
| Tabla 7: Participación porcentual por tipo de combustible en la generación eléctrica.....                   | 35 |
| Tabla 8: Evolución del Precios Monómico y del Precio Estacional Sancionado.....                             | 37 |
| Tabla 9: Subsidios devengados a CAMMESA.....                                                                | 39 |
| Tabla 10: Subsidios al MWh en USD.....                                                                      | 39 |
| Tabla 11: Porcentaje de cobertura del sector eléctrico.....                                                 | 39 |
| Tabla 12: Factor de emisión por tipo de combustible.....                                                    | 42 |
| Tabla 13: Emisiones del sector eléctrico en toneladas de CO2.....                                           | 43 |
| Tabla 14: Impacto del impuesto al CO2 en los precios de los combustibles.....                               | 45 |
| Tabla 15: Precios mensuales de la energía eléctrica 2022.....                                               | 45 |

## Resumen ejecutivo

Los sistemas energéticos de todo el mundo están siendo presionados para acelerar la descarbonización y de esta forma contribuir a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Argentina no es ajena a esta tendencia y enfrenta una serie de retos entre los que podemos mencionar el esquema de subsidios a los combustibles fósiles, su atraso relativo en lo que respecta al desarrollo de energías renovables no convencionales, el exiguo impulso a la implementación de políticas de eficiencia energética y el diseño de un esquema impositivo para el carbono bastante poco ambicioso.

Nuestro país también enfrenta una discusión que se agudizará con el paso del tiempo y tiene que ver por un lado con los compromisos ambientales asumidos y por el otro con la necesidad imperiosa de reducir la restricción externa y la posibilidad que para ello le brinda la explotación de hidrocarburos.

El objetivo de este trabajo es realizar una primera aproximación al impacto que tendría una implementación del impuesto al carbono analizando las implicancias en el sector eléctrico.

La estructura del trabajo se compone de 6 capítulos. En el primero se realiza una breve descripción de la discusión que existe a nivel mundial respecto a los esfuerzos que se deben realizar para evitar que la temperatura del planeta se incremente más allá de 1,5 °C y la necesidad de incentivar la descarbonización para llegar a un nivel de emisiones netas iguales a cero para el 2050.

En el segundo capítulo se analiza la situación actual del impuesto al carbono a nivel mundial y las iniciativas de los principales emisores para hacer frente a esta problemática. Posteriormente se analiza brevemente la teoría económica relevante para analizar las emisiones. Se describe brevemente la lógica económica de las mismas y los antecedentes propuestos por la literatura para hacerles frente.

En el tercer capítulo se analiza la situación de Argentina en lo referido a sus compromisos climáticos y al impuesto al carbono. Se describe la historia de los compromisos asumidos por nuestro país en lo que hace al tema climático y se analiza la introducción de un impuesto a las emisiones de carbono.

En el cuarto capítulo se describe el sector eléctrico argentino y su evolución en los últimos años, analizando la evolución de la potencia instalada, la generación, el consumo de combustibles, la demanda, los costos y la evolución normativa.

En el capítulo 5, se analizan las emisiones provocadas por la generación eléctrica, la potencial recaudación del impuesto al carbono y su impacto en los costos del MWh.

En el capítulo 6 se exponen las principales conclusiones alcanzadas y se esbozan algunas propuestas para el futuro.

## Objetivos

El objetivo general de este análisis es indagar sobre qué posibilidades existen de implementar un impuesto al carbono en el sector eléctrico argentino y que efectos tendría el mismo.

Los objetivos específicos que se proponen para desarrollar el tema de investigación son los siguientes:

- a) Analizar la evolución del impuesto al carbono en el contexto internacional posando la mirada sobre las principales economías (y emisores) del mundo.
- b) Recabar los fundamentos teóricos de los impuestos de este tipo.
- c) Analizar la evolución de los compromisos ambientales argentinos y de la legislación nacional sobre impuestos al carbono.
- d) Describir los principales aspectos del sector eléctrico local.
- e) Calcular el impacto económico de un impuesto al carbono.
- f) Comprender la relación entre un impuesto al carbono y las conductas de los usuarios de energía eléctrica de Argentina.

## Metodología

Para realizar el análisis Ex Post se acudió a la información histórica publicada por CAMMESA respecto a las emisiones del sector eléctrico, así como datos de la demanda eléctrica. Se realizó un análisis de sensibilidad estableciendo diferentes tasas de impuesto analizando su impacto en la demanda.

Respecto al análisis Ex Ante que abarcó todo el 2022, se utilizó el programa Visual Margo o Oscar Margo que permite realizar una planificación de mediano plazo. Para ello se tomó la base de datos que CAMMESA publica cada vez que elabora la Programación Estacional que debe elevar periódicamente a la Secretaría de Energía. Esta instancia tiene como objetivo analizar la operación futura del sistema eléctrico para los próximos meses. Por una parte, se emplean modelos de despacho estocásticos para la coordinación hidrotérmica que consideran las diversas crónicas de caudales de ríos, considerando una probabilidad de ocurrencia. El programa Visual Margo está compuesto por dos modelos: Por un lado, el Oscar que toma en cuenta la Valorización del Agua usando programación dinámica, y por el otro el Margo, el cual se emplea para la coordinación del despacho hidrotérmico usando programación lineal.

Este modelo sirve para evaluar los precios estacionales, requerimientos de combustibles, así como la evaluación del impacto en la operación de futuros ingresos y los riesgos asociados. La base de datos fue modificada lo mínimo indispensable, para no alterar la representatividad del modelo. Para ello se adicionaron al precio de los combustibles los sobrecostos resultantes de aplicar un carbón tax a las emisiones y se procedió a realizar diversas corridas para evaluar el impacto en el precio estacional en relación con la corrida base realizada utilizando los datos originales de CAMMESA sin modificaciones.

## 1. Introducción

El principal objetivo del Acuerdo Climático de París del 2015 fue definir la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático manteniendo el aumento de la temperatura mundial por debajo de los 2 °C con respecto a los niveles preindustriales y proseguir con los esfuerzos para limitar aún más el aumento de la temperatura a 1,5 °C. Sin embargo, los avances han sido mínimos, ya que aún se necesita mucho más para neutralizar las emisiones contaminantes que han venido creciendo desde la Revolución Industrial, impulsadas por el crecimiento económico de las últimas décadas. De acuerdo a un informe del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) (1) será necesario aumentar la ambición global con una reducción de emisiones del 2,7% anual a partir de 2020 para lograr el objetivo de 2 °C o del 7,6% anual en promedio para no superar el 1,5 °C y cumplir así con el Acuerdo de París. En este sentido, se requerirán mayores recortes cuanto más se demore la acción.

Para alcanzar dichos objetivos (2) y evitar así las consecuencias medioambientales, económicas y sociales del calentamiento global es necesario alcanzar en 2050 el “cero neto” de emisiones, según el informe especial del Panel Intergubernamental de Expertos en Cambio Climático (IPCC) (3).

Un estudio relacionado del Foro Económico Mundial (WEF) y el Boston Consulting Group titulado “El desafío del cero neto” (4) denuncia que las emisiones de gases de efecto invernadero siguen subiendo, que los compromisos de los países son “dramáticamente insuficientes” y que sólo una “minoría” de las grandes empresas se ha tomado en serio la tarea de mitigar sus emisiones contaminantes.

Fatih Birol y Rafael Mariano Grossi (Director Ejecutivo de la Agencia Internacional de Energía y Director General de la Agencia Internacional de Energía Atómica respectivamente), en un reciente artículo (5) sostienen que *“el sector energético es la clave de la transición a la energía limpia. Es la mayor fuente de emisiones mundiales porque la mayor parte de la electricidad se genera a partir de combustibles fósiles. Al ampliar significativamente la cantidad de electricidad producida a partir de fuentes de bajo carbono, podemos ayudar a reducir las emisiones no sólo de la generación de energía, sino también de sectores como el transporte, donde la electricidad de bajo carbono puede ahora alimentar automóviles, camiones y colectivos”*.

Por lo tanto, es importante seguir apostando desde el Estado y desde las empresas privadas por la descarbonización de la matriz energética desmontando los esquemas de subsidios que reciben las energías fósiles, incorporando energías renovables (EERR), alentando la eficiencia energética y pensando la implementación de esquemas de incentivos económicos tales como las tasas al carbono para acelerar este proceso.

## 2. Impuestos al carbono

### 2.1 Situación actual

De acuerdo a un informe elaborado por el Banco Mundial (6) al 2020 existían 61 iniciativas para la fijación de precios al carbono, ya sea vigentes o cuya implementación está programada, consistentes en 31 sistemas de comercio de emisiones (ETS) y 30 impuestos al carbono, que abarcan 12 gigatoneladas de dióxido de carbono equivalente (GtCO<sub>2e</sub>) o aproximadamente el 22% de las emisiones globales de GEI. Lo anterior supone un aumento en comparación con 2019, en el que 20% de las emisiones globales de GEI estaban reguladas por los SCE y por los impuestos al carbono vigentes o cuya implementación estaba programada.

Los economistas estadounidenses encabezados por la secretaria del Tesoro de los EE.UU., Janet Yellen, respaldan la idea de un impuesto al carbono como la forma más efectiva e inmediata de abordar el cambio climático.

A través de una declaración (7) que a la fecha tiene más de 3.600 adherentes, sostuvieron que el cambio climático global es un problema grave que exige una acción nacional inmediata. Guiados por principios económicos sólidos, este grupo realiza las siguientes recomendaciones de políticas:

I. Un impuesto al carbono ofrece la palanca más rentable para reducir las emisiones de carbono a la escala y la velocidad que sean necesarias. Al corregir una falla de mercado bien conocida, un impuesto al carbono enviará una poderosa señal de precio que aprovecha la mano invisible del mercado para dirigir a los actores económicos hacia un futuro bajo en carbono.

II. Un impuesto al carbono debería aumentar cada año hasta que se alcancen los objetivos de reducción de emisiones y ser neutral en los ingresos para evitar debates sobre el tamaño del gobierno. Un aumento constante del precio del carbono fomentará la innovación tecnológica y el desarrollo de infraestructura a gran escala. También acelerará la difusión de bienes y servicios eficientes en carbono.

III. Un impuesto al carbono lo suficientemente robusto y con aumentos graduales reemplazará la necesidad de varias regulaciones sobre el carbono que son menos eficientes. Sustituir una señal de precio por regulaciones engorrosas promoverá el crecimiento económico y proporcionará la certeza normativa que las empresas necesitan para inversiones a largo plazo en alternativas de energía limpia.

IV. Para evitar la fuga de carbono y proteger la competitividad de los EEUU, se debe establecer un sistema de ajuste de carbono en la frontera. Este sistema aumentaría la competitividad de las empresas estadounidenses que son más eficientes energéticamente que sus competidores globales. También crearía un incentivo para que otras naciones adopten precios de carbono similares.

V. Para maximizar la imparcialidad y la viabilidad política de un aumento del impuesto sobre el carbono, todos los ingresos deben devolverse directamente a los ciudadanos de los EEUU a través de reembolsos iguales de suma global. La mayoría de las familias estadounidenses, incluidas las más vulnerables, se beneficiarán económicamente al recibir más en "dividendos de carbono" de lo que pagan en precios de energía más altos.

En este sentido, según un informe (8) publicado conjuntamente por el American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE) y Efficiency Canadá (9), alguna forma de fijación de precios del carbono se aplica a un total combinado del 37% de las personas que viven en Canadá y los Estados Unidos, en comparación con el 31% de hace dos años. Es considerablemente más común en Canadá, donde es requerido por la ley federal en todas las provincias y territorios y, por lo tanto, cubre a todos los residentes. En Estados Unidos, donde se ha enfrentado a una oposición formidable, pero está ganando terreno, actualmente cubre al 30% de los residentes.

A mediados de julio de 2021, China lanzó su propio sistema nacional de comercio de emisiones (ETS) que ya había sido anunciado por el presidente chino, Xi Jinping, en el período previo al Acuerdo de París de 2015 como parte de la Declaración Presidencial Conjunta entre Estados Unidos y China sobre Cambio Climático. El programa forma parte de una estrategia más amplia para mejorar el desarrollo ecológico y que busca ayudar a China a lograr una serie de objetivos climáticos (es decir, alcanzar un máximo de emisiones de carbono para 2030), y la neutralidad climática para 2060 (10). El sistema consiste en reducir las emisiones de gases de efecto invernadero mediante la comercialización de “derechos a contaminar” por parte de las empresas. La apuesta es colosal: el mercado debería cubrir una séptima parte de las emisiones globales de carbono debido a la combustión de combustibles fósiles. Concretamente, establece por primera vez techos de contaminación para las empresas. Si estos últimos no pueden cumplir con estas cuotas, deben comprar “derecho a contaminar” a otras empresas con una menor huella de carbono. Este sistema obligará a miles de empresas de todo el país a reducir sus emisiones contaminantes, de lo contrario sufrirán pérdidas económicas.

En la primera fase del mercado nacional chino participarán 2.225 compañías del sector eléctrico. En su conjunto, estas empresas emiten el 40% de los gases chinos. Gradualmente, el mercado se ampliará a otros sectores donde se registra un alto número de emisiones, desde el aeronáutico y el petroquímico al del acero y la industria papelera. En el sistema quedarán incluidas las empresas que emitan gases invernadero equivalentes a más de 26.000 toneladas de dióxido de carbono al año. Una vez que esté plenamente desarrollado y todos los sectores contaminantes integrados en él, podría cubrir el 11% de las emisiones mundiales (11). En sus primeras operaciones, el precio de las emisiones se ha establecido en 48 yuanes (6,3 euros) por tonelada de carbono.

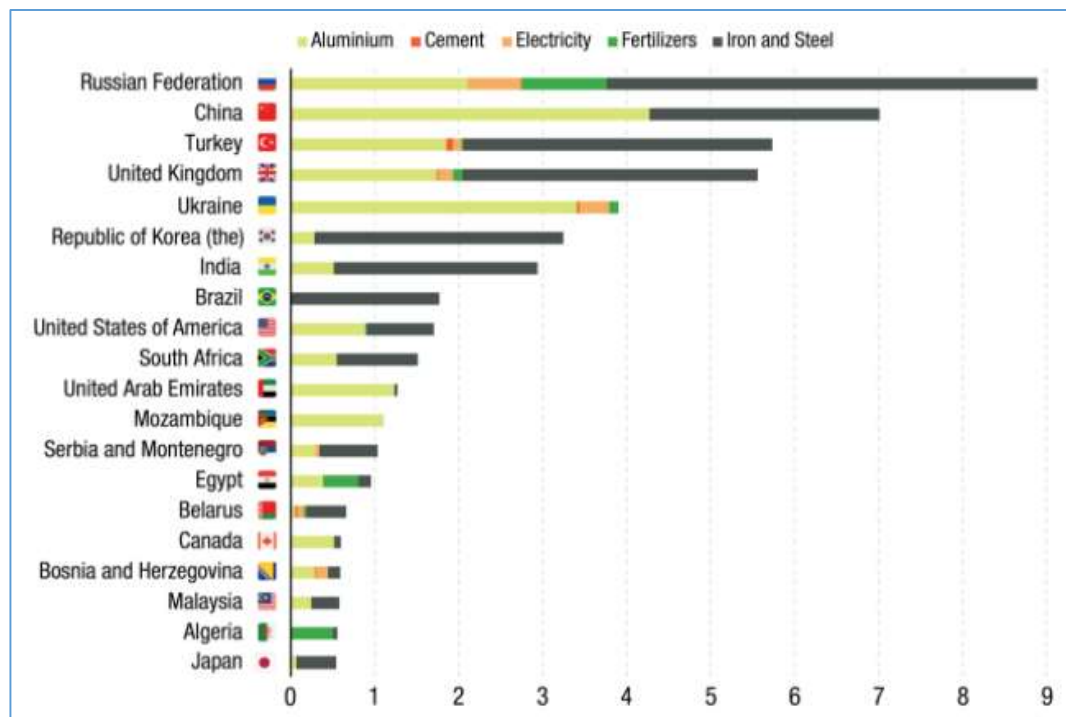
La Unión Europea (UE) fue pionera en un mercado de emisiones. Unas 10.000 instalaciones del sector energético y manufacturero en Europa, así como las líneas aéreas, operan en el mercado de emisiones puesto en marcha en 2005, conocido por las siglas ETS (Emissions Trading System). El esquema cubre aproximadamente el 45% de todo el CO<sub>2</sub> que genera la actividad humana en el continente. El sistema impone un techo de emisiones para cada unidad de producción y obliga a comprar títulos por cada tonelada de CO<sub>2</sub> de más. La penalización resultó inofensiva durante los primeros ejercicios por la abundancia de títulos, que superaban la demanda, y porque la entrega inicial fue gratuita. Pero las sucesivas revisiones del mecanismo y la retirada progresiva de títulos han elevado el precio hasta un promedio de 50 euros por tonelada para 2021 (12), una cota que empieza a tener impacto en las decisiones de muchas empresas, que se ven forzadas a optar por tecnologías de producción más limpias para evitar un encarecimiento de sus productos o servicios. Próximamente se agrega el sector marítimo, lo que hace prever un

aumento de la demanda y una suba de los precios del CO2. Esto envía a las empresas la señal de que contaminar afecta la rentabilidad.

La UE ha vuelto a ser noticia por la iniciativa dada a conocer recientemente respecto al establecimiento de un Mecanismo de Ajuste de Carbono en la Frontera (13) (14), conocido por la sigla CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism). Básicamente es un arancel basado en las emisiones de carbono para las importaciones de los países que no tomen medidas similares para reducir sus propias emisiones de gases de efecto invernadero que calientan el planeta. La idea es evitar la “fuga de carbono”, es decir, que las empresas radicadas en la UE puedan trasladar al extranjero la producción intensiva en carbono para aprovechar normas poco estrictas, o que los productos de la UE puedan sustituirse por otros, más intensivos en carbono, importados.

En principio se aplicará a los siguientes sectores: cemento, hierro y acero, aluminio, fertilizantes y electricidad y se irá ampliando paulatinamente. La siguiente Figura muestra, discriminado por países<sup>1</sup>, las exportaciones a la Unión Europea en 2019 en sectores seleccionados para ser considerados en la CBAM.

**Figura 1: 20 países más expuestos al CBAM en términos de valor de las exportaciones (MM USD)**



Fuente: <https://unctad.org/es/news/la-ue-deberia-considerar-el-impacto-del-nuevo-mecanismo-de-cambio-climatico-en-el-comercio>

Entre 2023 y 2025 se recabará información de los importadores y en 2026 arrancará el mecanismo. De acuerdo a la propuesta de la UE, las empresas que esperan vender determinados productos a la Unión Europea tendrían que controlar y verificar las emisiones asociadas a la

<sup>1</sup> La lista no incluye a Islandia, Noruega y Suiza porque participan o están vinculados al ETS. Por lo tanto, es probable que estos países estén exentos del mecanismo.

fabricación de sus productos. Si los países no pueden o no quieren hacerlo, la UE impondría su propio precio.

El importador tendrá que aportar información y solicitar permisos para hacer entrar los productos en el mercado comunitario. En caso contrario, se le aplicaría la media del 10 % de las plantas más contaminantes del sector en la UE.

Los importadores de la UE comprarán certificados de carbono correspondientes al precio del carbono que se habría pagado si los bienes se hubieran producido con arreglo a las normas de tarificación del carbono de la UE. En sentido contrario, cuando un productor de fuera de la UE pueda demostrar que ya ha pagado un precio por el carbono utilizado en la producción de los bienes importados en un tercer país, el costo correspondiente puede deducirse íntegramente para el importador de la UE.

En el marco de la COP26, el Reino Unido anunció que obligará a las empresas cotizadas e instituciones financieras a diseñar planes sobre cómo piensan descarbonizarse y "transitar hacia las cero emisiones netas" (15), que serán evaluados por una agencia independiente. La meta será lograr el primer centro financiero de "emisiones cero" del mundo. Se creará una Fuerza de Choque de la Transición para garantizar que todas las firmas privadas y las instituciones financieras cuenten con una estrategia de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. El nuevo organismo estará bajo la supervisión de la Autoridad de Conducta Financiera, que evitará la práctica habitual del greenwashing ("lavado verde"), con herramientas para verificar el impacto ecológico de las inversiones.

La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) publicó un trabajo en el cual examina la fiscalidad energética en 15 países en desarrollo y emergentes de África, Asia y la región de Latinoamérica y el Caribe (16). El informe concluye que los impuestos sobre la energía y el carbono, si están bien diseñados, pueden dar un impulso a los esfuerzos para mejorar la movilización de los ingresos fiscales internos. Aunque el potencial de recaudación varía entre los diferentes países, el documento concluye que, de media, los países podrían generar ingresos equivalentes a alrededor del 1% del PIB si gravaran las emisiones de carbono de los combustibles fósiles a razón de 30 €/tonCO<sub>2</sub> de CO<sub>2</sub>.

La consultora Wood Mackenzie sostuvo en un trabajo que el precio del carbono tendrá que aumentar más de siete veces para contener el calentamiento global a niveles de preindustrialización de 1,5 °C bajo el Acuerdo de París. Los precios del carbono tendrían que subir a 160 USD/tonCO<sub>2</sub> de dióxido de carbono para 2030 para respaldar la vía de 1,5 °C (17).

En el número de septiembre de 2021 de su revista Finanzas y Desarrollo (18), el Fondo Monetario Internacional (FMI) reiteró su presión por un techo más alto en el precio del carbono y la reducción de los subsidios a los combustibles fósiles para reducir las emisiones. Su directora escribió que "la señal del precio debe ser previsiblemente más fuerte, alcanzando un precio global medio del carbono de 75 USD/tonCO<sub>2</sub> para 2030, muy por encima de los 3 USD/tonCO<sub>2</sub> actuales por tonelada. Que los principales emisores que acuerden un precio mínimo del carbono internacional sería un buen comienzo".

En el mismo número de la revista, los economistas Amar Bhattacharya y Nicolas Stern sostienen que “un precio del carbono creíble enviaría una señal crítica para la inversión directa y la innovación hacia tecnologías limpias y fomentaría la eficiencia energética”.

De acuerdo a un reporte liderado por los economistas Joseph Stiglitz y Nicolas Stern (19), que realizó una revisión completa de la literatura, un precio consistente con el logro del Acuerdo de París varía entre 40 y 80 USD/tonCO<sub>2</sub> para 2020 y entre 50 y 100 USD/tonCO<sub>2</sub> para 2030.

Por último, recientemente finalizó la COP26 en la ciudad de Glasgow. El documento final de dicha reunión fue firmado por los casi 200 países y, aunque no es legalmente vinculante, se espera que establezca una agenda global contra el cambio climático para la próxima década. Uno de los puntos relevantes de la conferencia es que se estableció que, a partir de 2022, Naciones Unidas hará una evaluación anual de los planes climáticos que presenten las partes. Este cambio representa una nueva era en el escrutinio de los compromisos climáticos de los gobiernos y garantizará que en 2024 todo el mundo pueda evaluar lo que están haciendo otros países. Significa que un elemento central del Acuerdo de París estará en marcha a mediados de la década de 2020, y que deberíamos tener información más sólida sobre el estado de las emisiones de gases de efecto invernadero y los progresos realizados en la aplicación de los planes climáticos nacionales (NDCs) publicada regularmente. Los criterios que se deben cumplir para la presentación de la información también harán que la misma sea cada vez más comparable entre países.

## 2.2 Teoría del impuesto al carbono

De acuerdo a Stern (20) (21) el cambio climático puede considerarse, desde una óptica económica, como la consecuencia de una externalidad negativa global que pone en riesgo la preservación de un bien público global como el clima en la que, diversas actividades económicas emiten, sin costo económico alguno, gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera. Para Cropper y Oates (22), el cambio climático es consecuencia de fallas de mercado o de la inexistencia de mercados que llevan a que los agentes económicos no internalicen los costos económicos, sociales y ambientales que ocasionan. Atender este desafío requiere de acuerdo a Gruber (23), aplicar políticas públicas, tanto regulatorias como aquellas basadas en instrumentos de mercado, que permitan corregir las fallas o suplir su inexistencia.

La justificación teórica y empírica para la introducción de instrumentos de mercado en el diseño de las políticas para minimizar externalidades a un menor costo social está bien establecida por Pigou (24) El efecto del impuesto ideado por Pigou es lograr que el costo marginal privado (lo que le cuesta a la empresa producir), incluyendo el impuesto, sea igual al costo marginal social (lo que le cuesta a la sociedad, incluyendo a la empresa, que produzca). Baumol y Oates (25) profundizaron en la economía ambiental sosteniendo que la introducción de un impuesto a las externalidades tiene por objetivo hacer que las empresas contaminantes paguen por lo que contaminen, de tal manera que las empresas encuentren más rentables sectores menos contaminantes y se vean incentivadas a innovar en la búsqueda de tecnologías más limpias. Por lo tanto, este impuesto aplicado a la externalidad negativa de la contaminación tiene el fin último de proteger el bienestar y reducir la contaminación.

Los instrumentos de precios al carbono se pueden definir como un mecanismo de política pública que, a través de una infraestructura institucional, imponen un precio explícito a las emisiones de carbono, sobre sectores, productos o actividades.

Las señales de precios permiten que los agentes puedan decidir cómo responden al daño que generan, ya sea reduciendo emisiones, compensándolas, o pagando el precio por el costo social.

Como el daño marginal de la emisión de una unidad de CO<sub>2</sub>e es global, el precio debería ser igual en cualquier jurisdicción. Además, se debe contemplar una escalada de precio en el tiempo. Esto último es especialmente relevante ya que el objetivo del impuesto es reducir las emisiones hasta un nivel socialmente óptimo y previamente determinado por los objetivos de política ambiental. En consecuencia, debe haber ajustes al precio considerando nueva información sobre el costo marginal de la reducción y el cumplimiento de los niveles totales de emisiones. Estimar el precio óptimo del impuesto es complejo, depende de una serie de elementos técnicos, científicos y de política pública, además de la metodología específica utilizada en la estimación.

Gutman (26) indica que *para introducir la eficiencia en un mercado con externalidades es preciso diseñar incentivos que lleven a los emisores a internalizar los costos que imponen a la sociedad por los daños ambientales que generan con sus actividades económicas. Estos incentivos pueden ser provistos por dos tipos de instrumentos de política:*

- i) *Instrumentos de “comando y control” (estándares, prohibiciones o cuotas de emisión, estándares tecnológicos), que imponen límites y restricciones directas sobre el comportamiento de los emisores;*

- ii) *Instrumentos “basados en el mercado” (impuestos, subsidios, sistemas de comercio de derechos de emisión), que introducen un precio ligado a la conducta que se quiere desestimular o fomentar.*

*Los impuestos y subsidios son instrumentos “de precio” puesto que asocian un valor monetario a las emisiones de GEI. Son los emisores quienes eligen el nivel de emisión “óptimo”, incorporando el costo del daño ambiental que generan con su actividad productiva en sus cálculos privados.*

*Por su parte, los estándares de emisión son instrumentos “de cantidad”, pues imponen un límite cuantitativo directo a las emisiones de GEI.*

*En cuanto a los sistemas de comercio de emisiones (cap and trade), éstos se basan en un racionamiento vía cantidad y en la creación de mercados. El regulador fija los niveles máximos de emisión admisibles (el cap), otorga permisos (derechos) de emisión a las empresas reguladas y permite que éstas los comercien en un mercado.*

*Azqueta (27) sostiene que es conveniente comparar las distintas alternativas en función de cuatro criterios que, aunque en ocasiones interrelacionados, pueden separarse a efectos del análisis:*

*1) Eficacia. Es decir, el grado en que se consigue alcanzar el objetivo propuesto, sin causar problemas ambientales de otro tipo, en otro lugar, o en otro momento del tiempo.*

*2) Eficiencia. Interesa, asimismo, minimizar los costos de toda índole en los que incurre la sociedad para alcanzar el objetivo propuesto. Será fundamental, en este aspecto, analizar los gastos necesarios, tanto en búsqueda de información, como en vigilancia y control que cada medida supone. De igual modo, jugarán un papel muy relevante en este punto los impactos que sobre algunas variables clave de la economía (empleo, tasa de inflación) tengan las medidas propuestas.*

*3) Flexibilidad. En un campo tan cambiante como el relativo a la problemática ambiental, en el que todos los días se descubren tanto nuevos problemas como nuevas posibilidades tecnológicas, es fundamental que las medidas seleccionadas puedan adaptarse con rapidez a cambios en la situación de referencia, y sin causar grandes trastornos en el tejido económico. Será clave, en este sentido, que la medida o instrumento adoptado involucre a un número reducido de autoridades y competencias, de tal forma que se facilite el proceso de cambio y adaptación.*

*4) Equidad. Las medidas de política ambiental, como es natural, tienden a perjudicar a unos sectores y a beneficiar a otros. El sentido de estos impactos, tanto directos como indirectos, puede ayudar a explicar el grado de aceptabilidad de las distintas medidas, por lo que no sólo por sí misma (que ya sería suficiente), sino en aras de la misma eficiencia, es conveniente contar con la información relativa a su impacto redistributivo. Conviene recordar, en cualquier caso, que los sectores afectados por las distintas medidas no son únicamente los consumidores (vía, normalmente, un incremento de precios), sino también los trabajadores y los accionistas de las empresas a las que van dirigidas.*

Tabla 1: Objetivos e instrumentos de política climática

| Objetivos de política                                                             | Instrumentos de política climática                                                                                                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |                                                                                                                                                                                                |
|-----------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                   | Instrumentos de comando y control                                                                                                     | Instrumentos de precio                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |                                                                                                                                                                                                |
|                                                                                   |                                                                                                                                       | Comercio de emisiones                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | Impuestos al carbono                                                                                                                                                                           |
| <b>Certidumbre respecto de la cantidad máxima de emisiones de GEI a generarse</b> | <b>SI</b>                                                                                                                             | <b>SI</b><br>Se establece un límite máximo para el sistema -cap- que es diseñado técnicamente para asegurar el cumplimiento del compromiso relevante                                                                                                                                                                                   | <b>NO</b><br>No aseguran que el objetivo de reducción de emisiones sea alcanzado                                                                                                               |
| <b>Se alcanza el objetivo al mínimo costo global</b>                              | <b>NO</b><br>Se obliga a todos los actores a cumplir con objetivos fijos, sin considerar a qué costo cada uno puede reducir emisiones | <b>Muchas veces</b><br>Si el sistema está bien diseñado, todos los actores enfrentan el mismo precio del carbono, por lo que se asegura que las reducciones de emisiones se realicen donde sea menos costoso.<br>Pero hay incertidumbre sobre el precio del carbono (que lo determina el mercado) y puede haber volatilidad de precios | <b>No siempre</b><br>Es muy difícil determinar la tasa correcta que permita lograr las reducciones necesarias sin correr el riesgo de que el nivel del impuesto sea mayor o menor al necesario |
| <b>Aceptabilidad política</b>                                                     | <b>Baja</b><br>Escasa flexibilidad para que los actores decidan dónde y de qué modo reducir emisiones                                 | En general, aceptabilidad <b>media</b> si los permisos son asignados <b>gratuitamente</b> y <b>baja</b> si los permisos son <b>subastados</b>                                                                                                                                                                                          | <b>Baja</b>                                                                                                                                                                                    |
| <b>Generación de ingresos fiscales</b>                                            | <b>NO</b>                                                                                                                             | Pueden generar ingresos fiscales si los permisos son <b>subastados</b> (no si son repartidos gratuitamente)                                                                                                                                                                                                                            | <b>SI</b>                                                                                                                                                                                      |
| <b>Capacidad administrativa de los gobiernos</b>                                  | Suele ser el instrumento más sencillo de implementar y monitorear                                                                     | Suelen ser complejos de implementar y administrar, pues requieren estructuras totalmente nuevas                                                                                                                                                                                                                                        | Si se aprovechan las estructuras recaudatorias existentes pueden ser relativamente sencillos de administrar                                                                                    |
| <b>Incentivo a la innovación baja en carbono</b>                                  | <b>NO</b><br>Sólo se obliga a las empresas a cumplir con la regulación                                                                | <b>SI</b><br>(Si el precio del carbono es robusto)                                                                                                                                                                                                                                                                                     | <b>SI</b><br>(Si el precio del carbono es robusto)                                                                                                                                             |

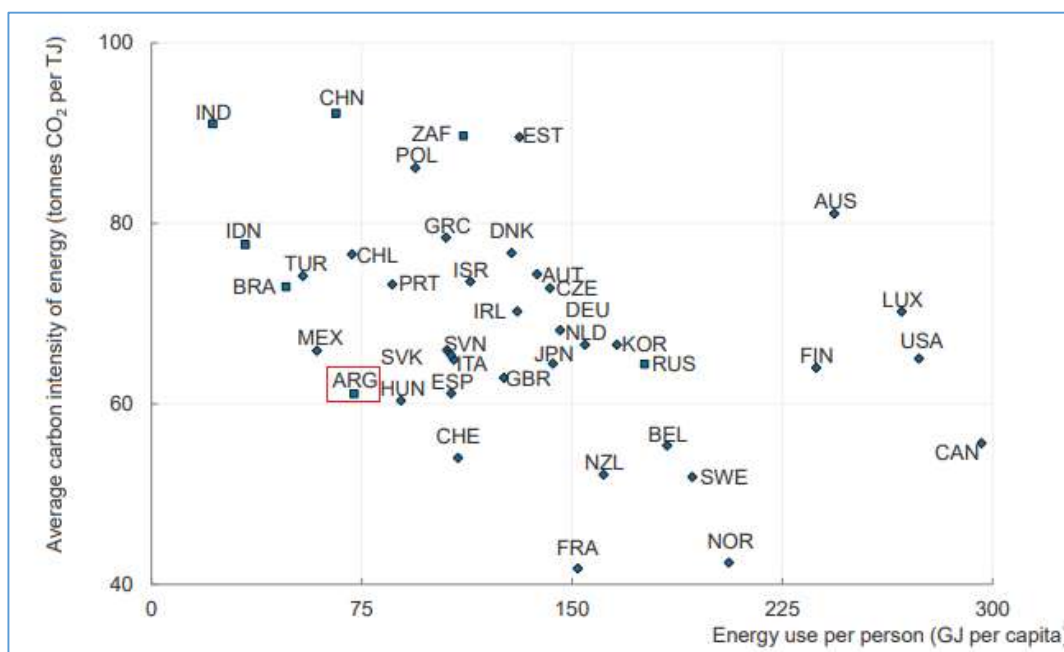
Fuente: Descarbonización energética y carbon pricing: algunas reflexiones para la Argentina (26)

### 3. Argentina.

#### 3.1. Situación relativa a nivel mundial

No es una novedad que el uso de energía per cápita y la intensidad del carbono varían mucho entre los países. De acuerdo a un relevamiento realizado por la OCDE para 41 países (28) y que se resume en la Figura 2, Argentina se encuentra muy bien ubicada en lo que hace a intensidad de carbono por unidad de energía.

Figura 2: Consumo de energía per cápita y emisiones de CO2



Fuente: Effective Carbon Rates on Energy OECD & Selected Partner Economies. OCDE

Argentina representa algo menos del 1% de las emisiones mundiales. Este valor la ubica dentro de los 25 principales emisores de GEI a nivel mundial.

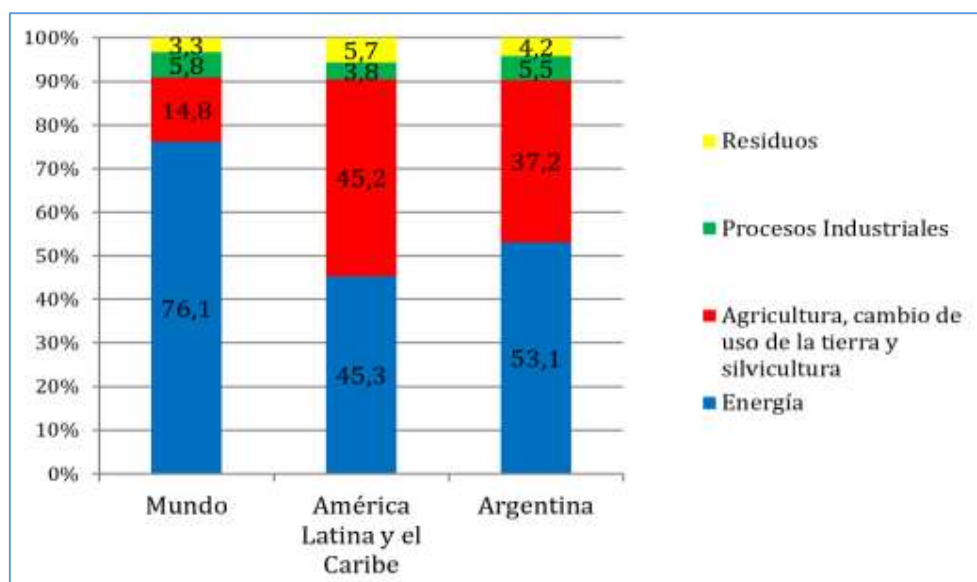
De acuerdo a la categorización realizada por Climate Watch, el principal peso de las emisiones a nivel global recae en el sector energético, con el 76% del total. El segundo lugar lo ocupa la sumatoria de los sectores de agricultura, cambio de uso de la tierra y silvicultura con el 14,8%, seguido de los sectores de procesos industriales y residuos con participaciones menores (ver Figura 3)<sup>2</sup>.

La estructura de emisiones en América Latina y el Caribe se muestra diferente. El peso del sector energético es prácticamente el mismo que la sumatoria del de agricultura, cambio de uso de la tierra y silvicultura.

El caso argentino se asemeja más a la particularidad regional que al promedio mundial ya que el sector energético representa el 53% del total de las emisiones. En tanto, el sector agricultura, ganadería, silvicultura y otros usos de la tierra genera el 37,2% de las emisiones de GEI.

<sup>2</sup> Extraído del anexo de la res SE N° 1036/2021

Figura 3: Emisiones por sector, año 2016



Fuente: Anexo Res SE Nº 1036/2021

Cuando se focaliza en las emisiones generadas en el sector energético exclusivamente, la lista de los primeros diez países, ordenados por las emisiones sectoriales del año 2018, incluye a China, Estados Unidos, India, Rusia, Japón, Irán, Alemania, Canadá, Corea del Sur e Indonesia. En conjunto, representan el 66,2% de las emisiones sectoriales y casi el 64% de las emisiones sectoriales acumuladas en el período 1990-2018. Fundamentalmente, el peso recae en los cinco primeros países, cuyas emisiones suman el 57,4% de 2018 y el 54,7% del acumulado. Por su parte, Argentina se ubica en el puesto Nº 31 con una participación del 0,5% del total del sector, tanto en 2018 como en el acumulado del período (ver Tabla 2).

Si bien la lista incluye a algunos de los países más poblados del mundo, en conjunto representan el 51% de la población mundial mientras que su consumo primario de energía alcanza casi el 65% del total. Respecto a la intensidad de emisiones del sector, el conjunto se mantiene en el promedio mundial pero individualmente son notorios los casos que superan el promedio como China, Rusia, Indonesia e India. En el caso de la Argentina, no sólo tiene un consumo de energía poco representativo y ajustado al tamaño de su población (0,6%) sino que se debe destacar que la intensidad de sus emisiones se encuentra por debajo del promedio mundial.

**Tabla 2: Primeros 10 emisores del sector energético y Argentina, año 2018, e indicadores seleccionados**

| #  | País             | Emisiones energía 2018 (MtCO <sub>2</sub> eq) | %           | Emisiones energía 1990-2018 (MtCO <sub>2</sub> eq) | %           | Consumo primario de energía (Mteqp) | %           | Intensidad de CO <sub>2</sub> por unidad de energía consumida | Consumo primario de energía per cápita (gigajoules) |
|----|------------------|-----------------------------------------------|-------------|----------------------------------------------------|-------------|-------------------------------------|-------------|---------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
|    | <b>Mundo</b>     | <b>37.225,0</b>                               |             | <b>858.087,6</b>                                   |             | <b>13.864,9</b>                     |             | <b>2,7</b>                                                    | <b>76</b>                                           |
| 1  | China            | 10.318,5                                      | 27,7        | 171.168,9                                          | 19,9        | 3.273,5                             | 23,6        | 3,2                                                           | 96,9                                                |
| 2  | Estados Unidos   | 5.271,2                                       | 14,2        | 163.212,2                                          | 19,0        | 2.300,6                             | 16,6        | 2,3                                                           | 294,8                                               |
| 3  | India            | 2.424,6                                       | 6,5         | 38.348,1                                           | 4,5         | 809,2                               | 5,8         | 3,0                                                           | 25,0                                                |
| 4  | Rusia            | 2.275,6                                       | 6,1         | 63.480,6                                           | 7,4         | 720,7                               | 5,2         | 3,2                                                           | 209,6                                               |
| 5  | Japón            | 1.090,4                                       | 2,9         | 33.416,3                                           | 3,9         | 454,1                               | 3,3         | 2,4                                                           | 149,5                                               |
| 6  | Irán             | 716,8                                         | 1,9         | 14.028,4                                           | 1,6         | 285,7                               | 2,1         | 2,5                                                           | 145,9                                               |
| 7  | Alemania         | 713,8                                         | 1,9         | 24.100,3                                           | 2,8         | 323,9                               | 2,3         | 2,2                                                           | 164,8                                               |
| 8  | Canadá           | 626,1                                         | 1,7         | 16.446,2                                           | 1,9         | 344,4                               | 2,5         | 1,8                                                           | 390,2                                               |
| 9  | Corea del Sur    | 617,2                                         | 1,7         | 13.312,1                                           | 1,6         | 301,0                               | 2,2         | 2,1                                                           | 246,3                                               |
| 10 | Indonesia        | 598,2                                         | 1,6         | 10.927,7                                           | 1,3         | 185,5                               | 1,3         | 3,2                                                           | 29,1                                                |
|    | <b>Subtotal</b>  | <b>24.652,4</b>                               | <b>66,2</b> | <b>548.440,8</b>                                   | <b>63,9</b> | <b>8.998,7</b>                      | <b>64,9</b> | <b>2,6</b>                                                    | <b>175,2</b>                                        |
| 31 | <b>Argentina</b> | <b>186,8</b>                                  | <b>0,5</b>  | <b>4.554,5</b>                                     | <b>0,5</b>  | <b>85,1</b>                         | <b>0,6</b>  | <b>2,2</b>                                                    | <b>79,7</b>                                         |

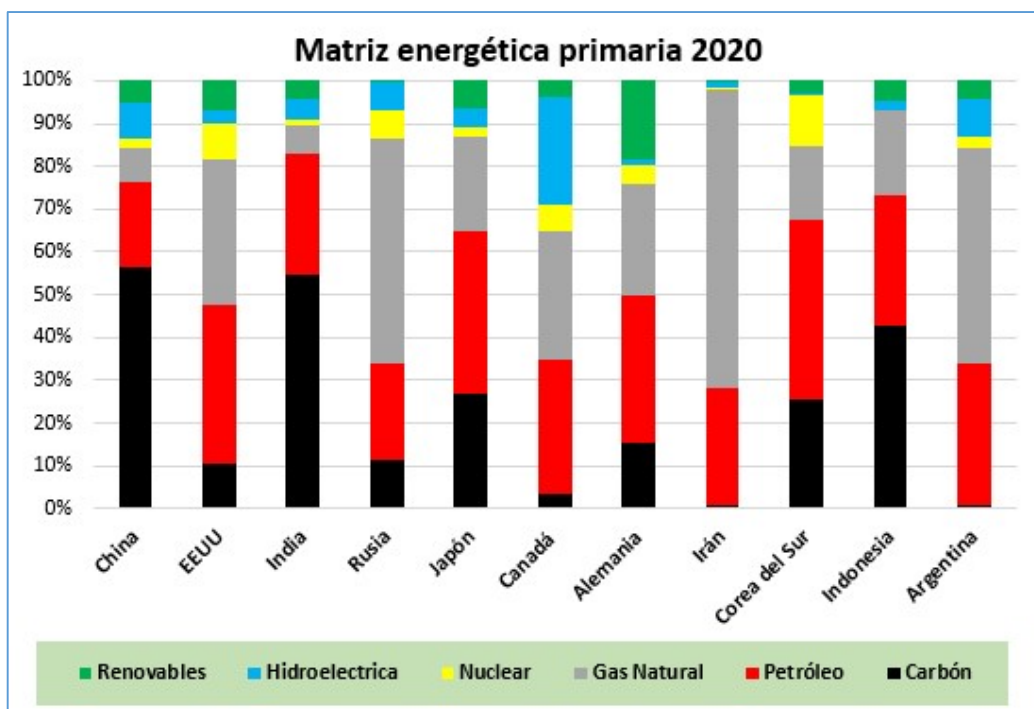
Fuente: anexo Res SE N° 1036/2021

El análisis de la matriz primaria de cada uno de estos países, que expresa una representación cuantitativa del total de las fuentes de energía utilizadas, permite un mejor entendimiento de su peso en las emisiones sectoriales. Invariablemente, en todos los casos existe un claro predominio de los hidrocarburos, aunque la particularidad pasa por la participación del carbón. Este mineral ocupa el primer lugar en China (57%) e India (55%) y es la segunda fuente energética en Indonesia (43%), Corea del Sur (26%) y Japón (27%).

Por su parte, Alemania cuenta al carbón como cuarta fuente (15%), por detrás de las fuentes renovables (18%). Estados Unidos y Rusia tienen una menor participación del carbón, aunque todavía lo utilizan en niveles considerables (10% y 12%, respectivamente), mientras que en Canadá es una de las fuentes menos utilizadas (4%) y en Irán su consumo es poco significativo (0,6%).

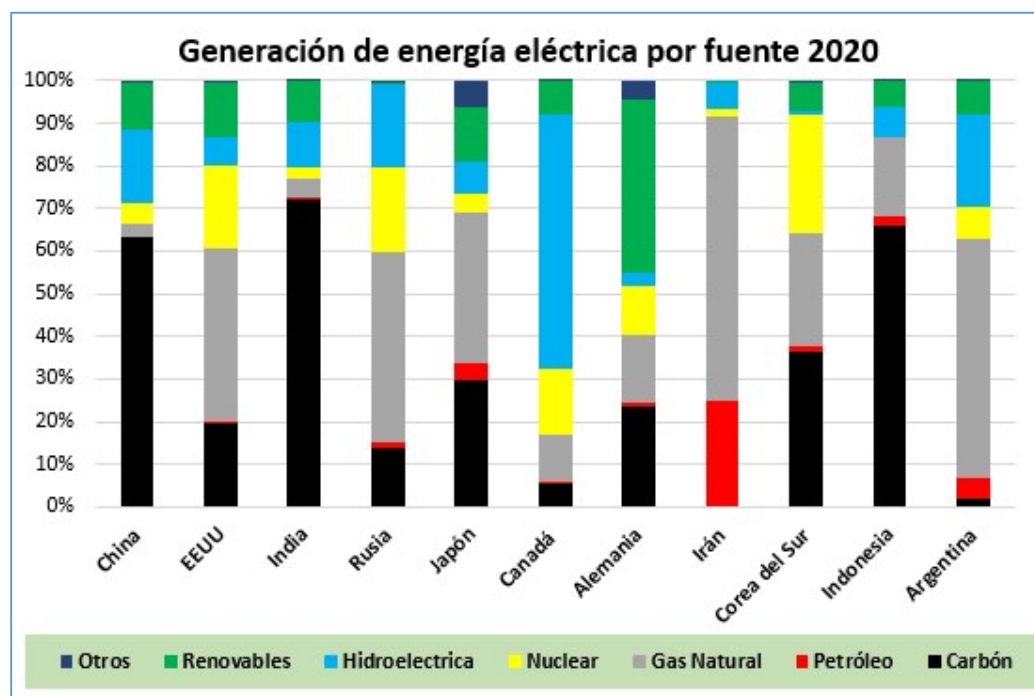
En Argentina el carbón ocupa un lugar marginal (1%), en una matriz con predominio casi absoluto del gas natural, solamente comparable a los casos ruso e iraní, y en la cual la fuente hidroeléctrica es más importante inclusive (ver Figura 4).

Figura 4: Matriz energética primaria 2020, primeros 10 emisores del sector energético y Argentina



Fuente: Elaboración propia en base a BP Statistical Review of World Energy 2021

Figura 5: Generación de energía eléctrica por fuente 2020, 10 principales emisores del sector energético y Argentina

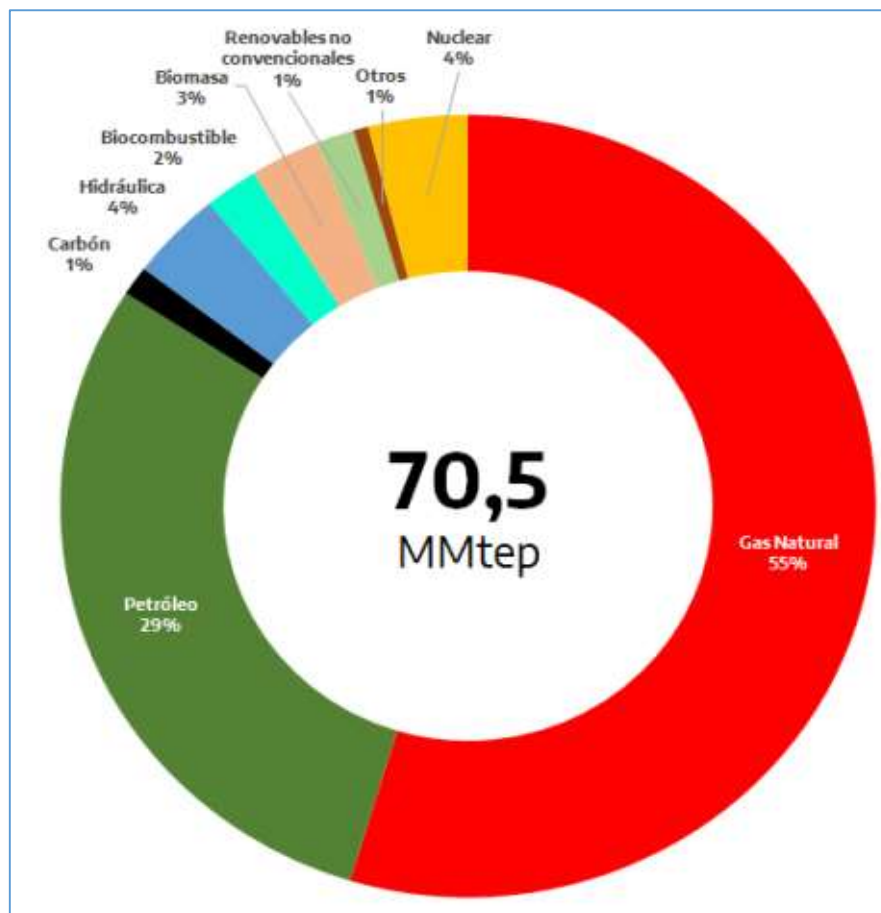


Fuente: Elaboración propia en base a BP Statistical Review of World Energy 2021

Respecto al subsector eléctrico, como puede verse en la Figura 5 de la página precedente el carbón tiene un fuerte predominio en el consumo de India (72%), China (63%) e Indonesia (66%). También es la primera fuente en Corea del Sur (36%) y la segunda fuente en Japón (30%) y Estados Unidos (20%) y Alemania (24%). En cambio, Canadá tiene un fuerte predominio de la hidroelectricidad y Rusia e Irán del gas natural. El caso argentino se emparenta con los últimos dos, aunque, a diferencia de Rusia, la generación eléctrica a partir del carbón tiene una participación menor (1,7% vs 14%, respectivamente).

La temprana gasificación de la matriz energética Argentina es una ventaja en esta etapa de transición energética, como puede verse en la Figura 6.

**Figura 6: Matriz primaria Argentina, año 2020**



Fuente: Fuente: SSPE-Secretaría de Energía - Ministerio de Economía

De acuerdo al Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero publicado en 2017 (29), el sector de la energía es responsable del 53% de las emisiones, pero este es un porcentaje agregado que debe abrirse en diversos subsectores para una mayor aproximación. La Figura 7 muestra el aporte de cada subsector. El sector de generación eléctrica, con un 11,6% es el cuarto aportante a las emisiones, por detrás de la ganadería (20,7%), el transporte (15,5%) y el cambio de uso de suelo y silvicultura (13,1%).

Figura 7: Emisiones de GEI por subsector

| Emisiones GEI por subsector           |       |                      |                             |      |                      |
|---------------------------------------|-------|----------------------|-----------------------------|------|----------------------|
| Subsector                             | %     | MtCO <sub>2</sub> eq | Subsector                   | %    | MtCO <sub>2</sub> eq |
| GANADERÍA                             | 20,7% | 76,41                | COMBUSTIBLES OTROS SECTORES | 4,8% | 17,70                |
| TRANSPORTE                            | 15,5% | 56,93                | PROCESOS INDUSTRIALES       | 4,5% | 16,58                |
| CAMBIO DE USO DE SUELO Y SILVICULTURA | 13,1% | 48,20                | FABRICACIÓN DE COMBUSTIBLES | 4,2% | 15,48                |
| GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD            | 11,6% | 42,86                | EMISIONES FUGITIVAS         | 3,0% | 11,18                |
| COMBUSTIBLES RESIDENCIAL              | 7,7%  | 28,41                | AGUAS RESIDUALES            | 1,9% | 7,06                 |
| COMBUSTIBLES INDUSTRIAS               | 5,7%  | 20,91                | RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS    | 1,9% | 6,84                 |
| AGRICULTURA                           | 5,4%  | 19,73                |                             |      |                      |

Fuente: Inventario Nacional del GEI Argentina 2016

Si bien estableciendo un impuesto a las emisiones del sector eléctrico solo se está apuntando al 11,6% de las emisiones nacionales, el análisis de sus implicancias es relevante porque es un sector con ramificaciones en toda la economía. Además, como se verá en la Sección 4, la generación eléctrica es un sector donde el Estado tiene un alto poder de discrecionalidad, lo que simplifica avanzar con un esquema que penalice las emisiones de CO<sub>2</sub>.

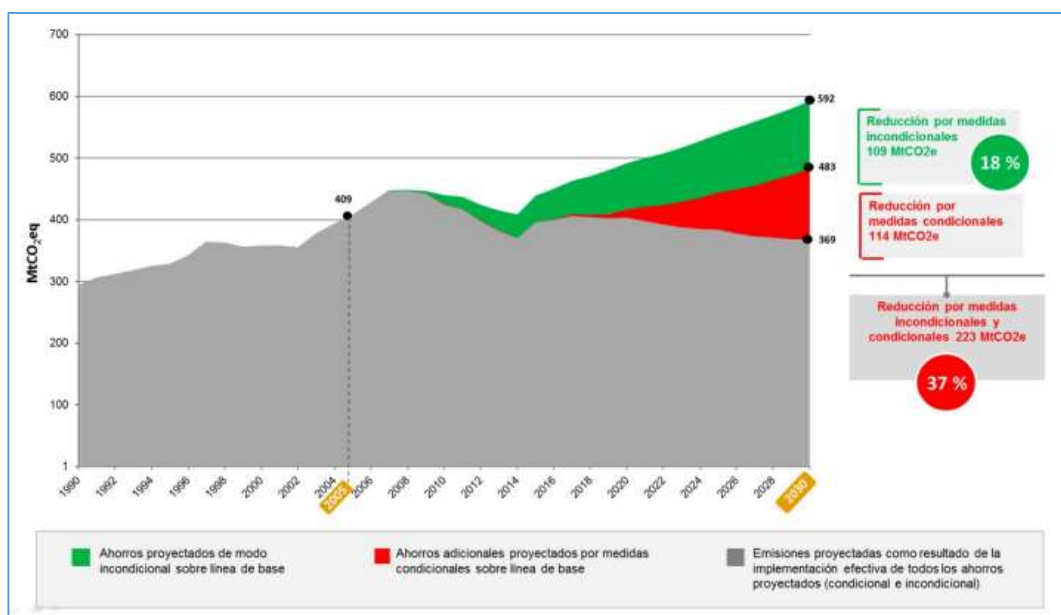
### 3.2 Marco regulatorio

Mediante Ley Nº 24.295 de 1994, Argentina se comprometió a acompañar las resoluciones de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC). Posteriormente, ratificó el Protocolo de Kioto, mediante la Ley Nº 25.438 de 2001, iniciando el compromiso de adoptar medidas de mitigación de gases de efecto invernadero (GEI).

En 2016, se aprobó por medio de la Ley Nº 27.270 el Acuerdo de París, el cual exige medidas de carácter vinculante orientadas al monitoreo y a la reducción de GEI. Dentro de los preparativos para la reunión de París se presentó, en octubre de 2015, la Contribución Determinada a Nivel Naciones (NDC por sus siglas en inglés) y una revisión de metas en noviembre de 2016 con objetivos más ambiciosos (30). En ese informe se comunica que la Argentina se compromete en forma incondicional a no exceder la emisión neta de 483 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO<sub>2</sub>eq) en el año 2030 (ver Figura 8).

El objetivo es muy ambicioso en términos relativos a otros países y podrá lograrse mediante diferentes políticas implementadas en diversos sectores de la economía, como ser, energía, agricultura, bosques, transporte, industria y residuos (NDC 2016). Adicionalmente, se calcularon medidas condicionales que podrían reducir aún más el nivel de emisiones, llevándolo a los 369 millones de tCO<sub>2</sub>eq. Si bien estas medidas no forman parte de la contribución obligatoria, permiten iniciar diálogo con la comunidad internacional para que sean incluidas en las próximas revisiones bajo ciertas condiciones. Si a partir de la cooperación internacional se superaran estas condiciones, se aceleraría el proceso de reducción de emisiones de GEI.

**Figura 8: Trayectoria de emisiones en los escenarios BAU, incondicional y con medidas condicionales. Argentina 2016**



Fuente: NDC revisada 2016 (30)

Mediante el decreto PEN Nº 891/2016 se creó el Gabinete Nacional de Cambio Climático (GNCC) para facilitar la adopción de estas políticas, presidido por el jefe de Gabinete e inicialmente conformado por doce ministerios con competencia sobre las políticas sectoriales

de mitigación y adaptación. En la reunión COP 23, que se desarrolló en Bonn (Alemania) en 2017, el gobierno argentino presentó los avances realizados para la implementación de su NDC, que fueron trabajados en el marco del GNCC, a través de planes sectoriales.

En diciembre de 2020 Argentina presentó su segunda NDC, cuya meta es no exceder los 359 MtCO<sub>2</sub>e para 2030. Esto equivale a una disminución total del 19% de las emisiones hacia 2030 en comparación con el máximo histórico de emisiones alcanzado en el año 2007, y una reducción del 25,7% respecto de la NDC anterior. Posteriormente, en la Cumbre Latinoamericana sobre Cambio Climático, el gobierno argentino amplió el compromiso de reducir sus emisiones de GEI al 2030 en un 2% respecto a las presentadas en la segunda NDC de forma tal de no exceder 349,16 MtCO<sub>2</sub>e (un 27,7% menor a las metas presentadas en el año 2016).

La participación argentina en el total de las emisiones globales de GEIs es de menos del 1%, mientras que la contribución incondicional de mitigación (109 millones de tCO<sub>2</sub>eq) alcanza el 2,8% del total de las reducciones incondicionales propuestas por los países miembros de la UNFCCC, las cuales pretenden mitigar al menos 3900 millones de tCO<sub>2</sub>eq (30).

En cambio, otras metodologías de cálculo consideran insuficiente el esfuerzo de nuestro país. El Climate Action Tracker (CAT) cuantifica y evalúa los compromisos de mitigación del cambio climático y evalúa si los países están en camino de cumplirlos. El CAT califica el objetivo incondicional de Argentina bajo el Acuerdo de París como "Críticamente insuficiente" (31). La calificación "Críticamente insuficiente" indica que el compromiso climático de Argentina en 2030 no es consistente con mantener el calentamiento por debajo de 2 °C, y en cambio es consistente con un calentamiento de más de 4 °C. Esto significa que el compromiso climático de Argentina no está en línea con ninguna interpretación de un enfoque "justo" para el antiguo objetivo de 2 °C, y mucho menos el límite de 1,5 °C del Acuerdo de París (2).

### 3.2.1 Impuesto al carbono

En Argentina el impuesto al carbono es sumamente reciente ya que se incluyó por primera vez dentro del conjunto de leyes que constituyeron el Proyecto de Ley de Reforma Tributaria de 2017. El proyecto de ley fue iniciado por el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) incluía en su cuarto capítulo un impuesto a los combustibles y al dióxido de carbono, que era una modificación del Título III de la Ley Nº 23.966/1998 sobre combustibles. En este sentido, el nuevo apartado preveía que el impuesto gravaría a diferentes combustibles fósiles en función de su potencial de emisiones de dióxido de carbono, como puede apreciarse en la Tabla 3.

**Tabla 3: Valores de impuesto al carbono en proyecto original**

| Concepto                          | Monto fijo (\$) | Unidad de medida                          |
|-----------------------------------|-----------------|-------------------------------------------|
| Nafta sin plomo, hasta 92 RON     | 1,030           | Litro                                     |
| Nafta sin plomo, de más de 92 RON | 1,030           | Litro                                     |
| Nafta virgen                      | 1,030           | Litro                                     |
| Gasolina natural de pirólisis     | 1,030           | Litro                                     |
| Solvente                          | 1,030           | Litro                                     |
| Aguarrás                          | 1,030           | Litro                                     |
| Gasoil                            | 1,182           | Litro                                     |
| Diesel Oil                        | 1,182           | Litro                                     |
| Kerosene                          | 1,182           | Litro                                     |
| Fuel Oil                          | 1,297           | Litro                                     |
| Aerokerosene                      | 1,124           | Litro                                     |
| Gas Natural                       | 0,854           | Metro cúbico de 9.300 kcal/m <sup>3</sup> |
| Gas Natural Licuado               | 1,175           | Kilogramo                                 |
| Gas Licuado de Petróleo           | 1,307           | Kilogramo                                 |
| Coque de Petróleo                 | 1,393           | Kilogramo                                 |
| Carbón Mineral                    | 1,073           | Kilogramo                                 |

Fuente: Proyecto de Ley de Reforma Tributaria enviada por el PEN a la HCDN (32)

El impuesto grava a los productores e importadores de los combustibles para su uso final. También son sujetos del impuesto las empresas que refinen, produzcan, elaboren, fabriquen y/u obtengan combustibles líquidos y/u otros derivados de hidrocarburos en todas sus formas, directamente o a través de terceros. Además, deben pagar el impuesto los productores y/o elaboradores de carbón mineral.

Quedan exentos del tributo aquellos agentes que utilicen los combustibles como insumos para la elaboración de otro bien, así como los combustibles que tengan exportación como destino final y el fuel oil destinado a transporte marítimo de cabotaje.

El proyecto original (32) preveía una tasa en \$ equivalente a 25 USD/tonelada<sup>3</sup> de carbono equivalente (MTCO<sub>2e</sub>), y que una proporción del dinero obtenido por la recaudación de la medida sería co-participado entre las provincias y financiaría diversos programas y fondos del Gobierno nacional. Finalmente, una proporción sería destinada a financiar medidas de fomento de energías renovables. Se preveía que las tasas impositivas que se aplicarían a cada combustible se actualizarían trimestralmente en función del Índice de Precios al Consumidor (IPC) suministrado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).

Además, quedaban exentos los biocombustibles en estado puro, y se gravaban el biodiesel, bioetanol y biogás sólo en su componente de combustible fósil.

La gran presión ejercida por los productores de gas para que este combustible quedase exento del gravamen (33), y el interés del Gobierno nacional en preservar su relación con provincias productoras, lograron que el dictamen de Comisión de Presupuesto y Hacienda excluyera de dicha lista al gas natural, al gas natural licuado, al gas licuado de petróleo y al aerokerosene.

<sup>3</sup> Página 18 de 155.

Además, tal como se puede observar en la Tabla 4 de la página siguiente, los montos de las tasas se redujeron en un 60%, en comparación con el proyecto original.

**Tabla 4: Valores del impuesto al carbono post dictamen de comisión**

| Concepto                          | Monto fijo (\$) | Monto fijo original (\$) | Variación % | Unidad de medida                          |
|-----------------------------------|-----------------|--------------------------|-------------|-------------------------------------------|
| Nafta sin plomo, hasta 92 RON     | 0,412           | 1,03                     | -60%        | Litro                                     |
| Nafta sin plomo, de más de 92 RON | 0,412           | 1,03                     | -60%        | Litro                                     |
| Nafta virgen                      | 0,412           | 1,03                     | -60%        | Litro                                     |
| Gasolina natural de pirólisis     | 0,412           | 1,03                     | -60%        | Litro                                     |
| Solvente                          | 0,412           | 1,03                     | -60%        | Litro                                     |
| Aguarrás                          | 0,412           | 1,03                     | -60%        | Litro                                     |
| Gasoil                            | 0,473           | 1,182                    | -60%        | Litro                                     |
| Diesel Oil                        | 0,473           | 1,182                    | -60%        | Litro                                     |
| Kerosene                          | 0,473           | 1,182                    | -60%        | Litro                                     |
| Fuel Oil                          | 0,519           | 1,297                    | -60%        | Litro                                     |
| Aerokerosene                      |                 | 1,124                    | -100%       | Litro                                     |
| Gas Natural                       |                 | 0,854                    | -100%       | Metro cúbico de 9.300 kcal/m <sup>3</sup> |
| Gas Natural Licuado               |                 | 1,175                    | -100%       | Kilogramo                                 |
| Gas Licuado de Petróleo           |                 | 1,307                    | -100%       | Kilogramo                                 |
| Coque de Petróleo                 | 0,557           | 1,393                    | -60%        | Kilogramo                                 |
| Carbón Mineral                    | 0,429           | 1,073                    | -60%        | Kilogramo                                 |

Fuente: Dictamen de la Comisión de Presupuesto y Hacienda (34)

En lo que concierne a la aplicación del impuesto, el proyecto original del PEN preveía que el impuesto entraría en vigencia durante el mes de marzo de 2018 en el caso de los combustibles incluidos en los puntos a) a i) de la Tabla 3. En el caso de los combustibles restantes, el impuesto sería gravado de manera gradual a partir del 1 de enero de 2020, partiendo del 20% del monto de la tasa de cada combustible. Dicho monto se actualizaría a razón de 20 puntos porcentuales adicionales cada dos años, hasta llegar al 100% de la tasa en el año 2028. El proyecto aprobado por la Cámara de Diputados previó que el impuesto sería aplicado a partir de marzo de 2018 en el caso de los combustibles incluidos en los puntos a) a i). Los combustibles restantes quedan sujetos a un gravamen del 10% a partir del 1° de enero de 2019, que se incrementará en 10 puntos porcentuales por año hasta 2028, inclusive.

Finalmente, el proyecto obtuvo la sanción de la Cámara de Diputados el 20 de diciembre de 2017, siendo girado a la HCSN donde el proyecto de ley fue aprobado en su votación general, y el capítulo IV, referido a los impuestos a los combustibles y dióxido de carbono, también fue aprobado sin modificaciones. Luego de obtener la sanción del Senado, el proyecto fue girado al PEN para la posterior promulgación presidencial. Finalmente, el 28 de diciembre de 2017 fue promulgada la Ley Nº 27.430/2017 a través del Decreto Nº 1.112/2017.

En los años sucesivos, las diferentes leyes de presupuesto eximieron a las importaciones de combustibles líquidos con destino a la generación de energía eléctrica de los impuestos al carbono y a las importaciones. Por ejemplo, el art. Nº 59 de la ley Nº 27.591/2020 expresa “Exímese del impuesto sobre los combustibles líquidos y del impuesto al dióxido de carbono, previstos en los capítulos I y II del título III de la ley 23.966 texto ordenado 1998 y sus

modificaciones, a las importaciones de gasoil y diesel oil y su venta en el mercado interno, realizadas durante el año 2021, a los fines de compensar los picos de demanda de tales combustibles, que no pudieran ser satisfechos por la producción local, destinados al abastecimiento del mercado de generación eléctrica. Autorízase a importar bajo el presente régimen para el año 2021, el volumen de ochocientos mil metros cúbicos (800.000 m<sup>3</sup>), conforme la evaluación de su necesidad y autorización previa realizada por la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía”.

Este cupo tuvo una ampliación de setecientos mil metros cúbicos (700.000 m<sup>3</sup>) a través del DNU PEN N° 489/2021 publicado en agosto pasado.

Por lo tanto, el gas natural y los combustibles líquidos importados utilizados en la generación eléctrica térmica de Argentina, no se encuentran alcanzados por el impuesto al carbono.

## 4. Sector eléctrico argentino

Para darle un marco a la problemática en Argentina y analizar los subsidios a las distintas fuentes de generación eléctrica, es necesario comprender el funcionamiento del sistema eléctrico argentino y la evolución de las fuentes fósiles y renovables en la matriz eléctrica.

La ley Nº 24.065/1991 procedió a segmentar verticalmente el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Este, también llamado Sistema Interconectado Nacional (SIN), comprende el conjunto de instalaciones de oferentes, demandantes y sus respectivos vínculos, que quedaron segmentadas por actividad.

La generación se definió como una actividad competitiva. Los generadores para ser despachados ofertaban energía por valores asociados al costo variable de producción (régimen marginalista). Además, percibían una remuneración por potencia, es decir por poner el activo de generación a disposición del sistema, para ser despachado. Por último, también recibían un pago en concepto de otros servicios que brindaban, por ejemplo, máquinas paradas pero disponibles (reserva fría), máquinas en marcha, pero a baja potencia (reserva rotante), regulación de tensión, regulación de frecuencia, aportes de energía reactiva, etc.

Tanto la actividad de transmisión y transformación de energía eléctrica (que en la ley son nucleadas en una única actividad de transporte), y la actividad de distribución, son monopolios naturales de redes y, por tanto, actividades reguladas<sup>4</sup>.

En el sector eléctrico, la lógica intrínseca del marco legal pivotaba sobre un esquema de responsabilidad por el abastecimiento, depositado en las distribuidoras, que a su vez tenían que contratar con oferentes (generadores) la provisión de la energía para sus clientes. El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) tenía como norma la garantía el abastecimiento a las demandas contratadas y no a quienes no tenían contrato. Por otro lado, el esquema de formación de precios en el MEM no seguía la lógica de los contratos sino un criterio de selección marginalista, basada en la declaración de los costos variables de producción de las máquinas oferentes. De este modo se garantizaba la eficiencia de costos y la sustentabilidad del sistema.

La ley Nº 25.561/2002, también llamada ley de Emergencia Económica y las normas posteriores (que duraron hasta 2017), alteraron la lógica intrínseca de la regulación anterior. Con el transcurso del tiempo fue quedando sin efecto el proceso de formación de precios así como el traspaso de éstos a tarifa, para dar lugar a un esquema donde la lógica pasó a ser la de costos medios de generación donde la mayor parte de la demanda (excepto los grandes usuarios) no paga dicho costo, siendo la diferencia cubierta por aportes del tesoro nacional.

Los contratos entre privados están suspendidos desde 2013<sup>5</sup>, cuando CAMMESA asumió la compra de todo el combustible y las centrales térmicas comenzaron a operar a fasón (es decir que los generadores sólo aportan sus máquinas). Los grandes usuarios del MEM, que durante 2021 representaron aproximadamente un 15% de la demanda, sólo pueden contratar una parte

---

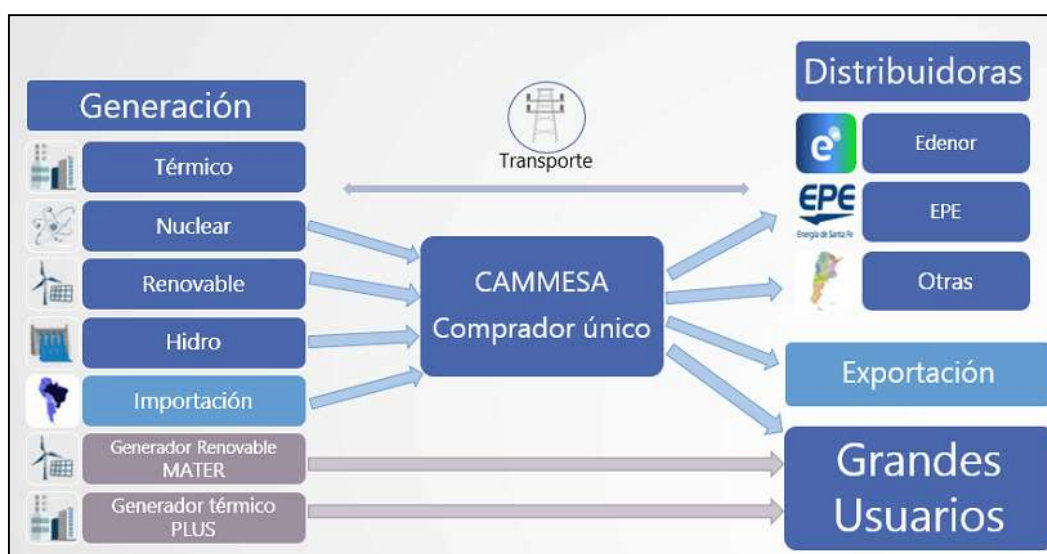
<sup>4</sup> Un servicio se considera monopolio natural cuando su prestación solo es económica y/o técnicamente viable al ser realizada por un solo operador en toda el área de servicio. En general los contratos de concesión han resguardado la posibilidad de eliminar la condición de monopolios en determinados momentos y solo cuando la tecnología hace viable la competencia económica.

<sup>5</sup> A partir de la Res. Nº 95/2013, se impidió la realización de nuevos contratos a término entre agentes privados en el MEM, permitiéndose solo los contratos por demanda excedente con generadores "Plus" y posteriormente los contratos del MATER entre los demandantes y la generación renovable.

menor de su energía eléctrica de origen térmico o energías renovables a través del MATER. Esto quiere decir que CAMMESA es la que se encarga de comprar la energía para aproximadamente el 85% de la demanda del país (ver Figura 14). Por lo tanto, el actual MEM puede caracterizarse como de comprador único.

Esquemáticamente el funcionamiento del MEM actual es el que muestra la Figura 9 a continuación. La misma muestra a la izquierda las fuentes de generación eléctrica que le venden su producción a CAMMESA para que esta haga lo propio con las distribuidoras y grandes usuarios. Adicionalmente CAMMESA coordina las actividades de importación o exportación de energía. Abajo a la derecha (en color gris) se identifican los generadores que pueden firmar directamente un contrato con los grandes usuarios. Oferta y demanda están vinculadas físicamente entre sí por el sistema de transporte eléctrico.

**Figura 9: Esquema de funcionamiento del MEM**



Fuente: Elaboración propia

Desde 2008 CAMMESA también contrata toda la expansión de la generación a través de Contratos de Abastecimientos a Plazos (PPAs por las siglas en inglés de Power Purchase Agreement). Es decir, cuando se determina que hay un faltante de capacidad instalada y que puede estar en riesgo el abastecimiento o cuando se toma una decisión política de avanzar en algún sentido (por ejemplo, renovables a partir de 2015) es CAMMESA quien firma los contratos como la parte compradora siguiendo criterios de planificación emanados de la Secretaría de Energía.

## 2.1 Potencia instalada

La Figura 10, elaborada a partir de los informes anuales de CAMMESA muestra la evolución de potencia instalada a lo largo de 30 años, tomando la foto de cada década desagregada por fuente y ponderación.

En la década de 1990 el mercado de generación se valió de la alta disponibilidad de gas natural, los bajos costos y altas eficiencias de las centrales termoeléctricas de ciclo combinado comenzando así una modificación de la matriz energética nacional. Podemos observar que a

principios de la década del '90 no existían los ciclos combinados, que incrementan década a década su participación en la matriz, alcanzando en el 2020 el 31% de la potencia instalada.

Esta incorporación de centrales térmicas a la matriz de generación eléctrica argentina ha producido un cambio radical, pasando la misma de ser “hidrotérmica” a “térmicahidro”. Analizar más específicamente los porqués de este cambio fundamental en la matriz eléctrica excede al alcance de este trabajo, pero queda de manifiesto que nuestro parque generador eléctrico fue en sentido contrario a lo que se requiere para reducir las emisiones de CO2 que producen el cambio climático ya que el 60% de la matriz depende de combustibles fósiles para funcionar.

**Figura 10: Evolución de la potencia instalada por fuente primaria y tecnología**

| % participación según fuente primaria y tecnología | 1990  |       |         | 2000  |       |         | 2010  |         |       | 2020       |  |  |
|----------------------------------------------------|-------|-------|---------|-------|-------|---------|-------|---------|-------|------------|--|--|
|                                                    |       |       |         |       |       |         |       |         |       |            |  |  |
|                                                    | 39,7% | 27,4% | TV      | 51,0% | 22,8% | TV      | 15,5% | TV      | 10,1% | TV         |  |  |
|                                                    |       | 12,3% | TG      |       | 18,7% | CC      | 28,6% | CC      | 31,3% | CC         |  |  |
|                                                    |       |       |         |       | 10,0% | TG      | 12,3% | TG      | 15,0% | TG         |  |  |
|                                                    |       |       |         |       | 0,02% | MOT     | 1,7%  | MOT     | 4,0%  | MOT        |  |  |
|                                                    | 54,2% |       | HIDRO   | 44,1% |       | HIDRO   | 38,5% | HIDRO   | 27,0% | HIDRO      |  |  |
|                                                    |       |       |         |       |       |         |       |         | 8,3%  | RENOVABLES |  |  |
|                                                    | 6,1%  |       | NUCLEAR | 5,0%  |       | NUCLEAR | 3,5%  | NUCLEAR | 4,2%  | NUCLEAR    |  |  |

Fuente: Ing. Rogelio Baratchart. Tecnolatina

Desde 2010, la potencia instalada total creció un 49,3% pasando de 28.427 MW a 42.989 MW. Si agrupamos en grandes grupos de tecnologías, podemos ver en la Tabla 5 que la tecnología térmica experimentó un crecimiento de casi un 50,5%, la hidráulica permaneció casi sin cambios, la nuclear experimentó un crecimiento del 75% (ingreso de Atucha II) mientras que las renovables experimentaron un crecimiento superior al 1200%.

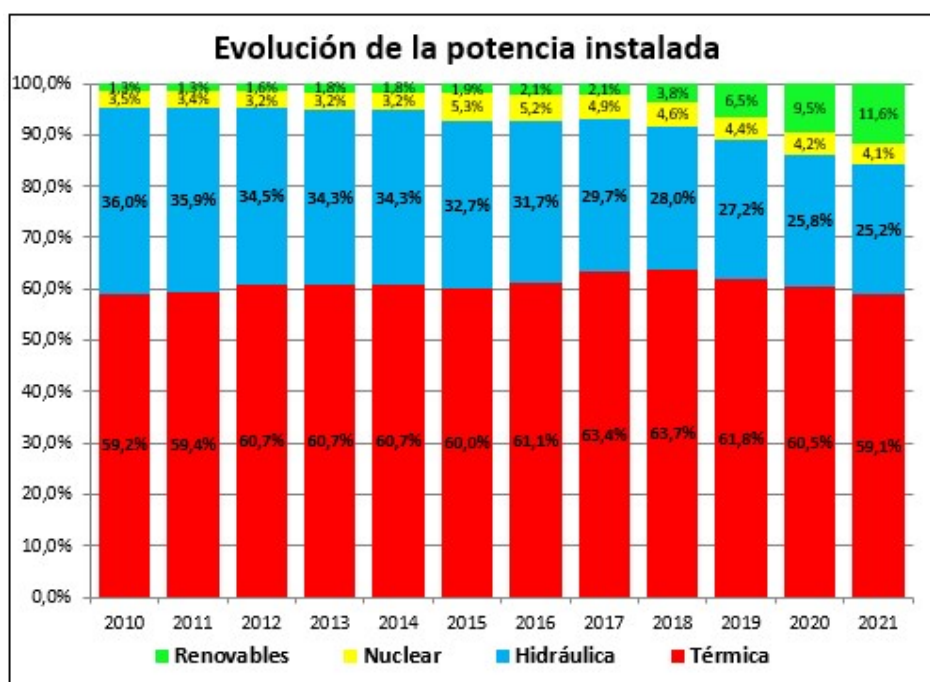
**Tabla 5: Evolución potencia instalada en MW**

| Potencia Instalada (MW) |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|-------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Tecnología/Año          | 2010   | 2011   | 2012   | 2013   | 2014   | 2015   | 2016   | 2017   | 2018   | 2019   | 2020   | 2021   |
| Térmica                 | 16.818 | 17.794 | 19.025 | 19.091 | 19.092 | 19.688 | 20.763 | 22.927 | 24.531 | 24.547 | 25.365 | 25.398 |
| Hidráulica              | 10.223 | 10.754 | 10.794 | 10.795 | 10.797 | 10.739 | 10.752 | 10.746 | 10.790 | 10.812 | 10.834 | 10.834 |
| Nuclear                 | 1.005  | 1.005  | 1.005  | 1.010  | 1.010  | 1.755  | 1.755  | 1.755  | 1.755  | 1.755  | 1.755  | 1.755  |
| Renovable               | 381    | 389    | 496    | 551    | 576    | 634    | 700    | 753    | 1.462  | 2.590  | 3.998  | 5.002  |
| Total                   | 28.427 | 29.942 | 31.320 | 31.447 | 31.475 | 32.816 | 33.970 | 36.181 | 38.538 | 39.704 | 41.952 | 42.989 |

Fuente: Elaboración propia en base a adelanto informe anual 2021 CAMMESA

En la Figura 11, se puede observar que hasta 2017 los porcentajes de potencia instalada eran relativamente estables y que las pequeñas variaciones se daban entre la hidráulica y la térmica, siendo el detalle discordante el ingreso de Atucha II en 2015. A partir de 2018, comienza el ingreso de energía renovable, que alcanza el 4% al final del año. Para mediados de 2021, las renovables ya representaban casi el 11% de la potencia instalada.

Figura 11: Evolución de la potencia instalada en %



Fuente: Elaboración propia en base a adelanto informe anual 2021 CAMMESA

En lo que respecta a la remuneración de potencia instalada, la resolución de la Secretaría de Energía (SE) N° 95/2013 profundizó el alejamiento del modelo de mercado competitivo, estableciendo: (i) que CAMMESA era el único operador a cargo de comprar y vender energía en el MEM, y que concentraría la gestión comercial y el despacho de combustible a los generadores térmicos; (ii) que los generadores serían remunerados por un esquema de costos fijos más costos variables medios por categoría de generador; y (iii) se suspendía el régimen del Mercado a Término. El nuevo esquema remuneratorio fue de aplicación a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2013.

En mayo de 2014, la SE publicó la Resolución N° 529/2014 que modificó el régimen establecido en la Resolución SE N° 95/2013, reemplazando los anexos I, II y III de dicha norma actualizando retroactivamente, a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2014, los valores de la remuneración contemplada en dichos anexos y modificó la forma de liquidación de la remuneración de los costos fijos. Estos valores fueron sucesivamente modificados por diversas resoluciones que alteraban la vigente hasta ese momento. En orden cronológico de publicación en el Boletín Oficial: resoluciones N° 95/2013, N° 529/2014, N° 482/2015, N° 22/2016, N° 19/2017, N° 1/2019, N° 31/2020 y N° 440/2021.

Cada una de estas resoluciones fue variando las remuneraciones para diversos conceptos. Pero el esquema establecido en la resolución N° 95/2013 se mantuvo casi sin variaciones. Por lo tanto, siguen vigente el esquema que remunera:

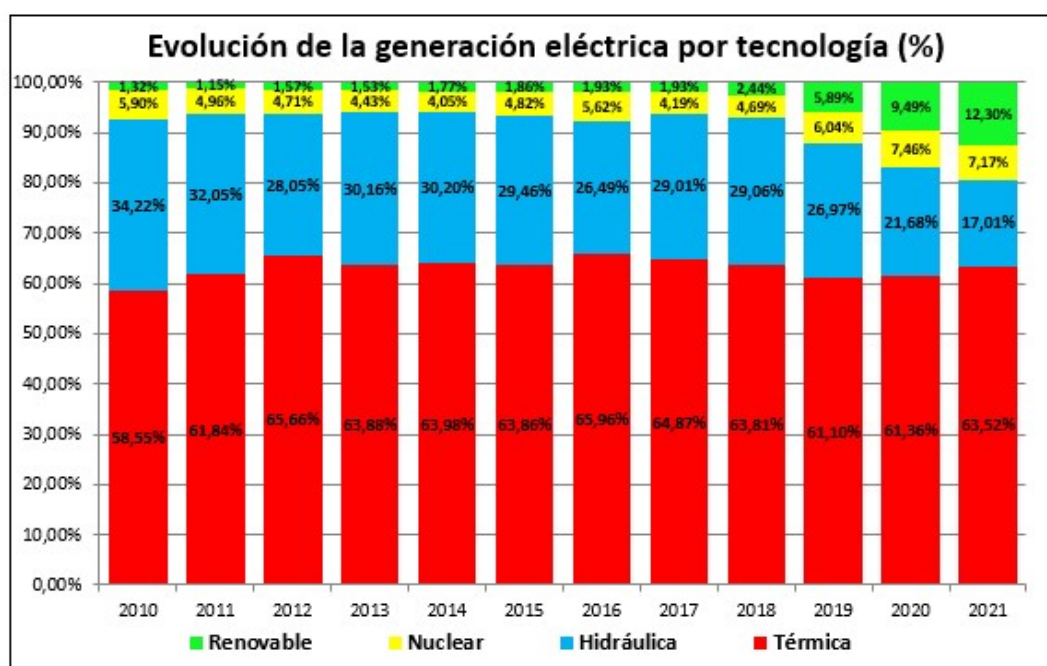
- Costos Fijos: Las generadoras reciben mensualmente un pago en concepto de remuneración de costos fijos según su tecnología y escala de producción.

- **Costos Variables:** se establecen valores para la remuneración de los costos variables de mantenimiento y otros costos variables no combustibles. Su cálculo también es mensual y en función de la energía generada por tipo de combustible.

## 2.2 Generación

En la Figura 12, podemos ver la evolución de la generación desde 2010. La misma refleja con bastante precisión la potencia instalada. Durante 2021, las renovables representaron el 12,3% de la generación de energía eléctrica. Y se evidencia el impacto de la sequía del 2021 en la generación hidráulica, la cual se suple con generación térmica.

**Figura 12: Evolución de la generación eléctrica por tecnología**



Fuente: Elaboración propia en base a adelanto informe anual 2021 CAMMESA

En la Tabla 6 puede verse numéricamente el gran crecimiento que experimentaron en los últimos años las energías renovables, especialmente a partir de 2018, cuando comienzan a ingresar los proyectos de las rondas RenovAr. Este ingreso de energías renovables ayuda a compensar la caída de la producción de energía hidráulica que se evidencia en los últimos años producto de la poca disponibilidad de agua y permite reducir el incremento que debería experimentar la energía térmica para suplir a la hidráulica faltante, manteniendo relativamente estable o reduciendo incluso los niveles de emisiones de CO2 de la matriz eléctrica.

**Tabla 6: Evolución de la generación por fuente**

| Tecnología/Año | Generación (GWh) |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |
|----------------|------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
|                | 2010             | 2011           | 2012           | 2013           | 2014           | 2015           | 2016           | 2017           | 2018           | 2019           | 2020           | 2021           |
| Térmica        | 66.391           | 73.475         | 82.331         | 82.711         | 83.049         | 86.347         | 90.099         | 88.531         | 87.727         | 80.137         | 82.336         | 90.073         |
| Hidráulica     | 38.799           | 38.084         | 35.173         | 39.056         | 39.207         | 39.840         | 36.192         | 39.584         | 39.952         | 35.370         | 29.093         | 24.116         |
| Nuclear        | 6.692            | 5.892          | 5.904          | 5.732          | 5.258          | 6.519          | 7.677          | 5.716          | 6.453          | 7.927          | 10.011         | 10.170         |
| Renovable      | 1.502            | 1.371          | 1.974          | 1.978          | 2.301          | 2.510          | 2.632          | 2.635          | 3.350          | 7.728          | 12.737         | 17.435         |
| <b>Total</b>   | <b>113.384</b>   | <b>118.822</b> | <b>125.382</b> | <b>129.477</b> | <b>129.815</b> | <b>135.215</b> | <b>136.600</b> | <b>136.466</b> | <b>137.482</b> | <b>131.163</b> | <b>134.177</b> | <b>141.793</b> |

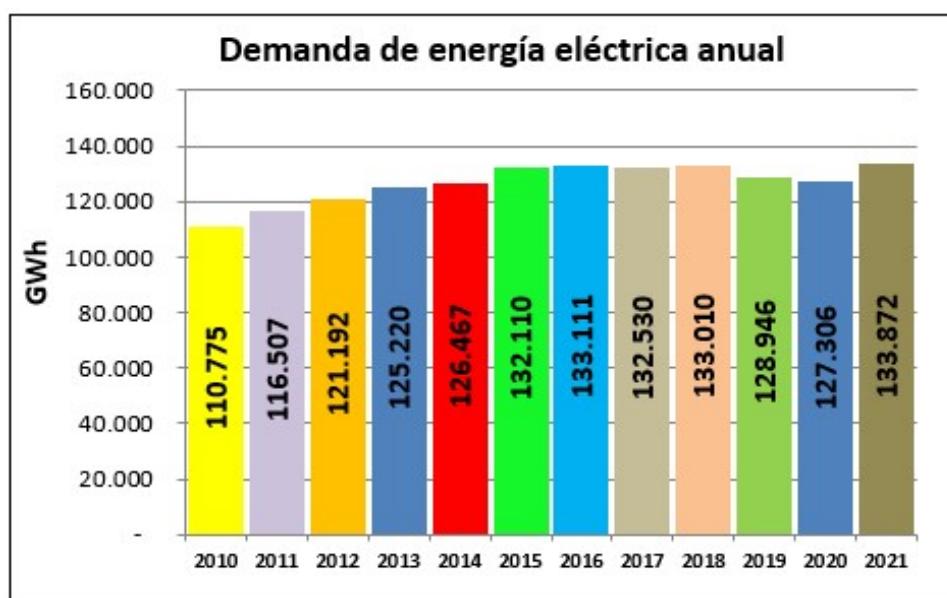
Fuente: Elaboración propia en base a adelanto informe anual 2021 CAMMESA

## 2.3 Demanda

La demanda eléctrica oscila entre 9.500 y 12.000 GWh/mes. Su variabilidad depende de la actividad económica y de las temperaturas con fuertes variaciones entre las distintas estaciones. De acuerdo al último informe anual de CAMMESA, la demanda eléctrica del Gran Buenos Aires representó el 37,7 % de la demanda total. Siguen en importancia la provincia de Buenos Aires y el Litoral, cada uno con un 12% de la demanda. Esta concentración es significativa a la hora de pensar la expansión de las EERR, ya que los mejores recursos (eólicos y solares) están lejos de los centros de consumo.

La Figura 13 muestra la evolución de la demanda de energía de Argentina en la última década. Hasta 2015, la demanda experimentó un crecimiento del 3,6% anual acumulado. Esto se revirtió a partir de 2017, cuando la demanda experimentó un decrecimiento del 0,6% anual promedio, valor que se agravó particularmente en 2019, cuando cayó un 3,1% respecto al año 2018. En 2020 la demanda volvió a caer un 1,3% respecto a la de 2019 producto de la cuarentena, recuperándose en 2021 un 5,16% respecto a 2020, fruto de la normalización creciente de la actividad económica.

**Figura 13: Evolución de la demanda eléctrica**



Fuente: Elaboración propia en base a adelanto informe anual 2021 CAMMESA

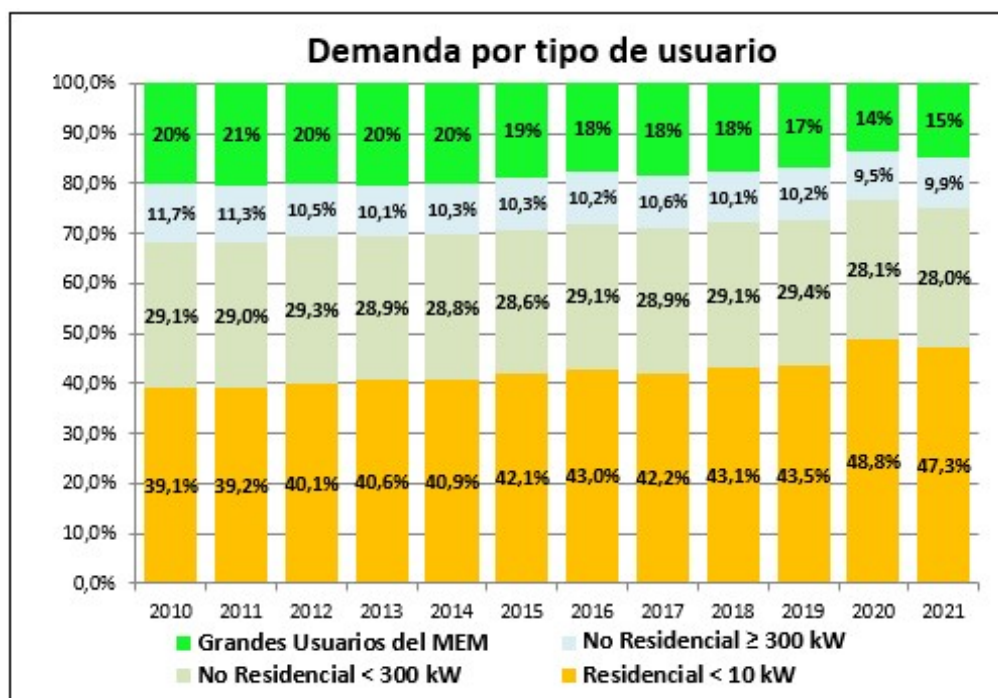
Los consumidores de energía eléctrica pueden comprar la energía necesaria para abastecer su suministro de dos formas:

- a través del distribuidor de su área. Los usuarios de las distribuidoras son usuarios cautivos y agrupan a residenciales, no residenciales < 300 kW y no residencial  $\geq$  300 kW (comúnmente llamados GUDIs por las iniciales de Gran Usuario en Distribución).
- directamente a CAMMESA o a un Generador o Comercializador reconocido. Los que compran directamente a CAMMESA son usuarios que cumplen con las condiciones requeridas para ingresar al MEM como agente del mismo y se clasifican en Grandes

Usuarios Mayores (GUMA)<sup>6</sup>, Grandes Usuarios Menores (GUME)<sup>7</sup> y Grandes Usuarios Particulares (GUPA)<sup>8</sup>.

La Figura 14 muestra cómo se distribuyó la demanda por tipo de usuarios para el período 2010-2020. Esta distinción es relevante ya que solo los Grandes Usuarios del MEM pagan el costo mensual que determina CAMMESA por cada MWh de energía consumida o lo que es lo mismo, algo más del 80% de la demanda eléctrica se encuentra subsidiada en algún porcentaje.

**Figura 14: Demanda por tipo de usuario**



Fuente: Elaboración propia en base a datos CAMMESA y ADEERA

## 2.4 Combustibles

Las centrales térmicas de Argentina consumen principalmente gas natural. Como consecuencia de las restricciones en la oferta de gas natural, en particular en el invierno cuando se incrementa la demanda por parte de los hogares para calefacción, los ciclos combinados y las turbinas a gas funcionan a partir de combustibles sustitutos como el gas oil o el fuel oil.

La Tabla 7 muestra que el gas natural representaba el 66% de los combustibles destinados a la generación eléctrica en el año 2010. Este porcentaje se mantuvo relativamente estable hasta el año 2016, a partir de cuando se incrementa sensiblemente el uso del gas natural, alcanzando casi el 95% en 2019. A medida que baja o sube la participación del gas natural, se incrementaba o baja el uso de líquidos (gas oil y fuel oil) como puede verse en el año 2021. Durante el período analizado, los combustibles líquidos tuvieron una participación conjunta de casi el 23%.

<sup>6</sup> GUMA demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 1 MW, y de energía igual o mayor que 4380 MWh anuales.

<sup>7</sup> GUME: demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 kW, y menor a 2000 kW.

<sup>8</sup> GUPA: demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 kW, y menor a 100 kW.

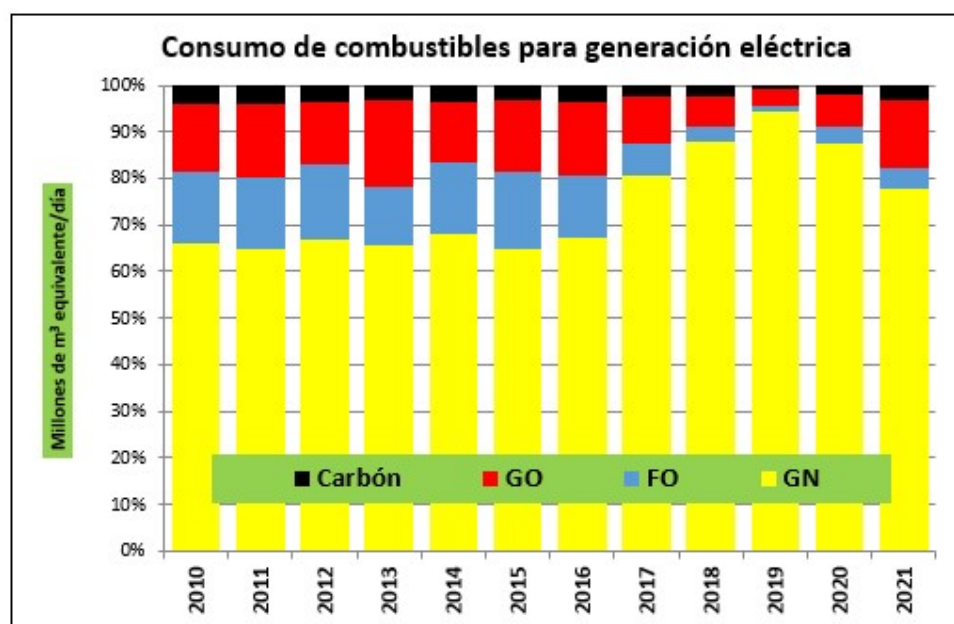
**Tabla 7: Participación porcentual por tipo de combustible en la generación eléctrica**

| Consumo de combustibles para generación eléctrica en % |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|--------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Combustible/Año                                        | 2010   | 2011   | 2012   | 2013   | 2014   | 2015   | 2016   | 2017   | 2018   | 2019   | 2020   | 2021   |
| Fuel Oil                                               | 15,33% | 15,53% | 16,12% | 12,44% | 15,22% | 16,42% | 13,46% | 7,14%  | 3,25%  | 1,20%  | 3,66%  | 4,22%  |
| Gas Oil                                                | 14,54% | 15,68% | 13,26% | 18,58% | 12,96% | 15,32% | 15,60% | 9,97%  | 6,46%  | 3,37%  | 6,93%  | 14,64% |
| Gas Natural                                            | 66,21% | 64,79% | 67,01% | 65,83% | 68,09% | 64,92% | 67,25% | 80,48% | 87,79% | 94,48% | 87,42% | 77,91% |
| Carbón                                                 | 3,93%  | 4,00%  | 3,61%  | 3,15%  | 3,73%  | 3,35%  | 3,68%  | 2,41%  | 2,51%  | 0,95%  | 1,99%  | 3,23%  |
| Total                                                  | 100%   | 100%   | 100%   | 100%   | 100%   | 100%   | 100%   | 100%   | 100%   | 100%   | 100%   | 100%   |

Fuente: Elaboración propia en base a adelanto informe anual 2021 CAMMESA

En la Figura 15, a partir del año 2017 se puede apreciar lo mencionado en el párrafo anterior respecto a la reducción muy significativa del consumo de combustibles líquidos para generación, producto principalmente de la mejora en la producción de gas que se experimentó en nuestro país a partir de los diversos planes de estímulo.

**Figura 15: Consumo de combustibles para generación eléctrica**



Fuente: Elaboración propia en base a adelanto informe anual 2021 CAMMESA

Como se mencionó previamente, la resolución SE Nº 95/2013 les quitó a los generadores la posibilidad de comprar el combustible que utilizan en sus centrales térmicas. Esta situación fue modificada por la resolución de la Secretaría de Gobierno de la Energía (SGE) Nº 70/2018 que les devolvió la posibilidad a los generadores de proveerse su propio combustible. A finales del 2019, el Ministerio de Desarrollo Productivo (MDP) a través de la resolución Nº 12/2019 derogó la resolución Nº 70/2018 restableciendo la vigencia de la resolución Nº 95/2013.

En la actualidad, CAMMESA absorbe todos los costos de combustibles: *Gas local*: a partir de la implementación del Plan Gas.ar 2020-2024 (Decreto Nº 892/2020 y las Resoluciones SE Nº 317/2020 y Nº 354/2020), CAMMESA absorbe el 100% de los costos de dicho programa. *Gas importado*: tanto el GNL como el gas proveniente de Bolivia que CAMMESA compra a ENARSA (Ex IEASA) se paga a precio pleno. *Combustibles líquidos*: tanto el gas oil como el fuel oil los compra CAMMESA por instrucción de la SE.

## 2.5 Despacho

Como se pudo apreciar más arriba, la matriz eléctrica de nuestro país es diversificada, con varias tecnologías de aprovechamiento de diferentes fuentes de energía y, entre ellas de diferentes características operativas convergen en un solo mercado, la regulación establece las condiciones en que cada tipo tecnológico se despacha, con la premisa de la optimización de los costos variables de producción del conjunto del sistema.

CAMMESA se encarga del despacho óptimo de carga, es decir, determina las centrales generadoras que entrarán en funcionamiento a medida que la demanda lo va requiriendo. El orden de entrada responde a un criterio puramente económico: el costo variable de producción de un MWh o CVP.

Bajo este esquema la actividad se desarrolla en un sistema de declaración de costos. Para la elaboración de las programaciones estacionales los generadores deben declarar el CVP combustible y el CVP no combustible (O&M).

De acuerdo a lo establecido en el artículo N° 18 de la ley N° 27.191/2015 la energía eléctrica proveniente de recursos renovables intermitentes tiene, para su despacho eléctrico, un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada.

Se puede dividir la generación en dos grandes grupos. El primero, integrado por la generación nuclear, la generación renovable e hidráulicas no gestionables. Y dentro de este grupo encontramos tres niveles de prioridad. En el primer lugar para ser despachada se ubica la generación nuclear, la renovable, hidráulicas de pasada y la generación hidráulica en condición de vertido. En segundo lugar, la generación renovable con cláusula ToP asociada a la restricción vigente. En tercer lugar, la generación renovable "SPOT" (centrales sin prioridad de despacho o inyectando por encima de su potencia de contrato/prioridad de despacho).

El segundo grupo de centrales se engloba en generación convencional optimizable. Este grupo incluye a la generación térmica e hidráulica, según la optimización del despacho y atendiendo mínimos técnicos, erogados obligados, despacho forzado por diversas razones.

Por lo tanto, que las EERR posean prioridad de despacho implica que su CVP = 0, lo que ubica a este tipo de centrales en el primer lugar de la lista.

En base a esta información, CAMMESA realiza una lista en orden creciente de todos los generadores en base al costo variable de producción que ellos mismos declaran y conforme a dicho orden los pone en funcionamiento para cubrir la totalidad de la demanda y la reserva de potencia en cada momento.

## 2.6 Costos

Los costos de generación son la conjunción de tres grandes conceptos analizados en los apartados anteriores, los costos de combustibles, los costos asociados a diversos PPAs firmados por CAMMESA y a la remuneración a los generadores "viejos" a través de las diversas resoluciones que se detallaron en el apartado potencia instalada. Mensualmente, CAMMESA toma todas las erogaciones y las divide por la energía generada para llegar a un costo medio.

El precio monómico, por lo tanto, es la suma de los costos representativos de producción de energía eléctrica en el MEM, divide la demanda total abastecida.

El precio trasladado a tarifa depende de la categoría del usuario<sup>9</sup>. Los precios de cada MWh que CAMMESA factura a los grandes usuarios del MEM resultan diferentes en cada mes de transacción (los valores observados en la Tabla 8 muestran el promedio anual). CAMMESA estima los precios futuros de corto plazo cada 6 meses a través de la programación estacional de invierno y de verano (35). Este cálculo es elevado a la Secretaría de Energía que aprueba la programación mediante una resolución. Habitualmente esa misma resolución sirve para sancionar los precios que se van a trasladar a las empresas distribuidoras.

Por lo tanto, el precio estacional sancionado es un aspecto fundamental de las tarifas eléctricas que cobran las distribuidoras de energía a sus usuarios cautivos. Los otros dos componentes de la tarifa son el VAD (Valor Agregado de Distribución) y los impuestos.

Las provincias han adherido a los principios de la Ley Nº 24.065/1991, por lo que los esquemas del MEM se respetan también en las provincias, y el Precio Estacional Sancionado por la SE, se traslada a las distribuidoras provinciales.

Retienen la jurisdicción en materia de distribución eléctrica, por lo que cada provincia tiene su marco regulatorio sectorial, sus instituciones regulatorias (no todas) y han organizado sus sistemas de distribución, con prestadores únicos, varios, empresas estatales, privadas y/o cooperativas.

Cada provincia ha determinado el esquema de tarificación y sus propios mecanismos de segmentación de demanda en sus sistemas de distribución.

Lo expresado en el párrafo anterior ocasiona que nuestro país exhiba una gran dispersión tarifaria, producto de diversos criterios aplicados por la autoridad regulatoria para la composición de las tarifas (ENRE o entes provinciales).

También existe una dispersión muy significativa en lo referido a impuestos aplicados por las distintas jurisdicciones (36). Un trabajo de ADEERA lo deja en evidencia (37). El promedio de impuestos para 26 distribuidoras del país muestreadas (se excluye la empresa de Tierra del Fuego) es del 30%, 34% y 36% para las categorías residenciales, industriales y comerciales respectivamente. Los impuestos mínimos para las mismas categorías son de 19% (SPSE Santa Cruz), 27% y 27%, mientras que los máximos alcanzan 48% (EDERSA Río Negro), 44,3% (EDET Tucumán) y 51% (EDERSA Río Negro) respectivamente.

## 2.7 Subsidios

La Tabla 8 muestra la evolución del precio monómico y del precio estacional sancionado en USD/MWh.

**Tabla 8: Evolución del Precios Monómico y del Precio Estacional Sancionado**

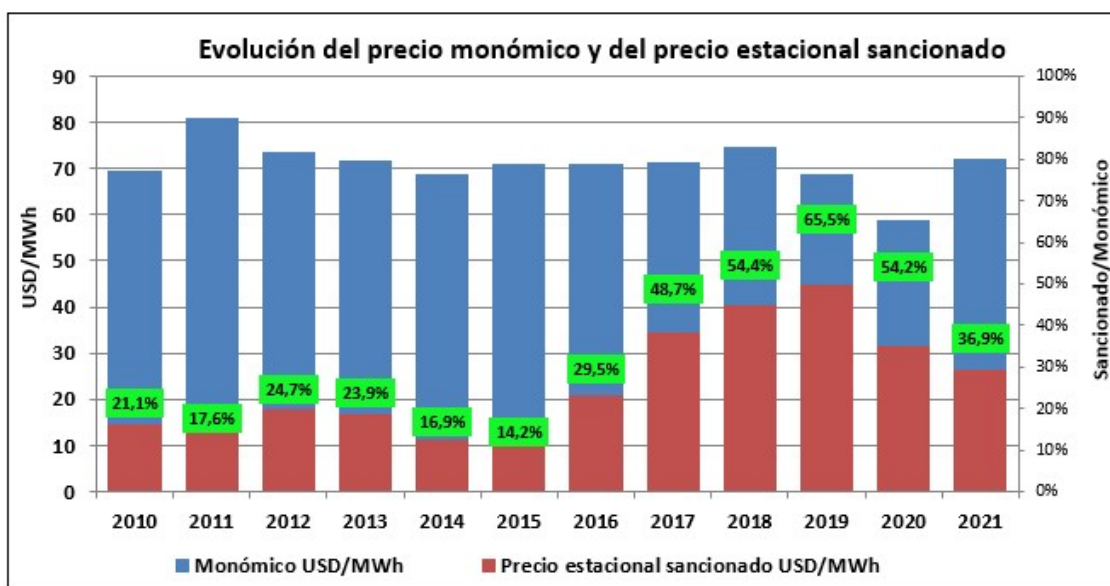
| Precio Monómico promedio anual (USD/MWh) y precio estacional sancionado (USD/MWh) |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|-----------------------------------------------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|                                                                                   | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Monómico USD/MWh                                                                  | 69,4 | 80,8 | 73,3 | 71,8 | 68,7 | 70,9 | 70,9 | 71,4 | 74,5 | 68,8 | 58,7 | 71,9 |
| Precio estacional sancionado USD/MWh                                              | 14,7 | 14,2 | 18,1 | 17,2 | 11,6 | 10,1 | 20,9 | 34,7 | 40,5 | 45,1 | 31,8 | 26,5 |

Fuente: Elaboración propia en base a adelanto informe anual 2021 CAMMESA

<sup>9</sup> Ver clasificación en la sección demanda.

La Figura 16 representa gráficamente la información de la Tabla 8 con el agregado del porcentaje de cobertura. Este guarismo refleja el porcentaje del costo de generar un MWh que está cubierto por el precio estacional sancionado. En el 2015 se alcanzó el menor valor de la serie (de cada 100 USD se recuperaban 14,2 USD), luego comienza a recuperarse alcanzando un 65,5% en 2019 (por aumentos tarifarios y caída del costo de generación). El año 2020 es atípico en lo que respecta a costos de generación producto de la mayor disponibilidad de gas provocada por los efectos del ASPO en la industria. Durante 2021, durante el cual, el precio estacional sancionado para la mayoría de los usuarios permaneció sin cambios, el % de cobertura continuó degradándose.

**Figura 16: Evolución del precio monómico y del precio estacional sancionado**



Fuente: Elaboración propia en base a adelanto informe anual 2021 CAMMESA

Como se mencionó en el apartado demanda, los Grandes Usuarios del MEM no reciben subsidios por sus consumos de energía, sino que pagan el costo de generación mensual que determina CAMMESA. El resto de los usuarios (cautivos de la distribuidora) poseen subsidios, es decir, el costo de generación de 1 MWh es mayor al precio estacional sancionado.

Cammesa les envía a las distribuidoras una factura por el costo de generación eléctrica con el subsidio determinado por el precio estacional sancionado. Cada empresa debería trasladarle ese precio a los usuarios y enviarle a CAMMESA lo que recauda. Sin embargo, la mayoría de las distribuidoras retienen parte de ese pago y lo utiliza para financiarse, por lo cual el subsidio que debe cubrir el Tesoro es aún mayor.

Como el sistema no logra recuperar los costos que demanda generar un MWh de energía, CAMMESA incurre en déficit, motivo por el cual, el Estado Nacional debe subsidiar a CAMMESA.

La Tabla 9 muestra los valores transferidos por el Estado Nacional a CAMMESA para hacer frente al déficit que enfrenta la compañía. Para los 12 años bajo análisis la suma de los fondos requeridos por CAMMESA para hacer frente a sus obligaciones asciende a aproximadamente USD 72.300 millones.

**Tabla 9: Subsidios devengados a CAMMESA**

| Montos devengados en USD a CAMMESA         |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|--------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                                            | 2010  | 2011  | 2012  | 2013  | 2014  | 2015  | 2016  | 2017  | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  |
| Transferencias a CAMMESA (Millones de USD) | 3.448 | 5.782 | 5.401 | 6.616 | 8.781 | 9.691 | 9.620 | 4.549 | 3.667 | 2.874 | 4.574 | 7.300 |

Fuente: Elaboración propia en base a Presupuesto Abierto y ASAP

Si tomamos el costo de generar cada MWh y le quitamos el precio promedio que pagan los usuarios cautivos, datos que se muestran en la Tabla 8, se obtiene que cada usuario de la distribuidora recibió un subsidio promedio de 47 USD/MWh a lo largo del período analizado.

**Tabla 10: Subsidios al MWh en USD**

| Subsidio promedio para usuarios fuera del MEM (USD/MWh) |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|---------------------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|                                                         | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| Subsidio USD/MWh                                        | 54.7 | 66.6 | 55.2 | 54.6 | 57.1 | 60.8 | 50.0 | 36.6 | 34.0 | 23.7 | 26.9 | 45.4 |

Fuente: Elaboración propia en base a adelanto informe anual 2021 CAMMESA

La Tabla 11 esta extraída de la reprogramación trimestral de CAMMESA para el período febrero – abril 2022 ayuda a entender mejor el nivel de subsidios que enfrenta el sector eléctrico.

**Tabla 11: Porcentaje de cobertura del sector eléctrico**

| REPROGRAMACIÓN TRIMESTRAL DEFINITIVA FEB'-ABR'22 |                                                                                   |                   |                         |                   |                     |                |             |
|--------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|-------------------|-------------------------|-------------------|---------------------|----------------|-------------|
| Período: Febrero - Abril'22                      |                                                                                   | Monómico [\$/MWh] |                         |                   | Transporte [\$/MWh] | Total [\$/MWh] | % Cobertura |
|                                                  |                                                                                   | Demanda [GWh]     | Precio Energía [\$/MWh] | Potencia [\$/MWh] |                     |                |             |
| Costo Abastecimiento MEM                         | GUMA + GUME + AUT                                                                 | 5809              | 8863                    |                   | 163                 | 9025           | 100%        |
| Resolución SE N° 1029/2021                       | Grandes Usuarios del Distribuidor ≥ 300 kW - GUDI                                 | 2779              | 6800                    |                   |                     | 7053           | 78%         |
|                                                  | Grandes Usuarios del Distribuidor ≥ 300 kW - Organismos Públicos Salud/ Educación | 102               | 2905                    |                   |                     | 3159           | 35%         |
|                                                  | Demanda General no residencial < 300 kW                                           | 8966              | 2021                    |                   |                     | 2274           | 25%         |
|                                                  | Demanda General - Residencial                                                     | 13855             | 1760                    |                   |                     | 2014           | 22%         |
|                                                  |                                                                                   |                   |                         | 159               | 94                  |                | 42%         |

Fuente: Programación Estacional CAMMESA.

El % de cobertura, remarcado en naranja, es cuánto paga cada categoría de usuarios del costo real de 1 MWh. Lo remarcado en verde es el costo real del MWh. Este es el valor que pagan los Grandes Usuarios que le compran a CAMMESA. El círculo amarillo indica 100% de cobertura, es decir, pagan lo que cuesta.

Los GUDIs tienen un precio sancionado de 7.053 \$/MWh (círculo azul). Por lo tanto, pagan el 78% (círculo rosa) de lo que va a costar la energía realmente (círculo verde). Para los usuarios < 300 kW no residencial el porcentaje de cobertura es del 25% (círculo lila). Es decir, que de lo que cuesta un MWh (círculo verde) solo pagan el 25%. En el caso de los residenciales, solo pagan el 22% de lo que cuesta generar cada MWh.

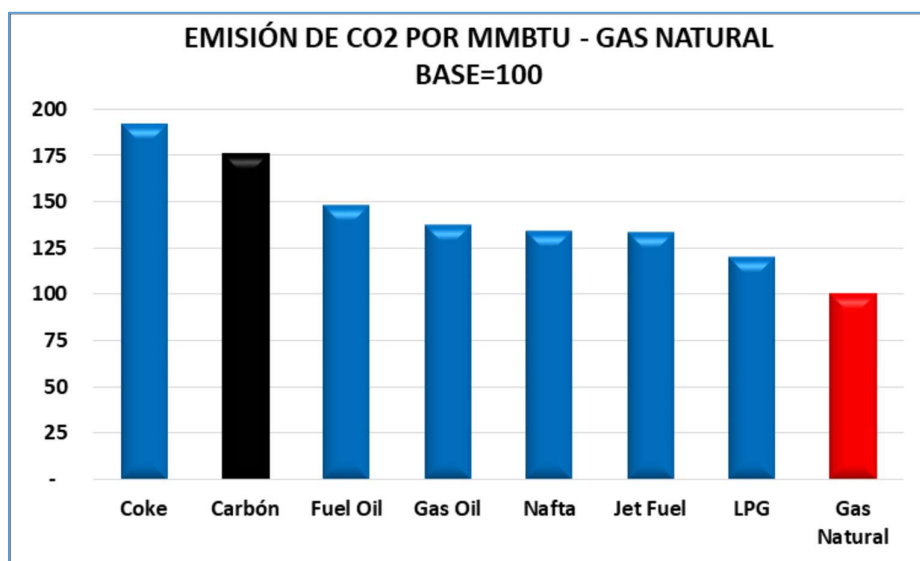
Este nivel de subsidios da una idea de lo difícil que es trasladar a los usuarios el costo real de la energía, de las resistencias políticas y del impacto que tendría para las finanzas estatales un sobre costo adicional producto de un impuesto al carbono.

## 5. Factor de emisión

Durante 2020 se evidenció una fuerte mejora del factor carbono mundial (-0,9 %, frente al -0,3 % anual durante el periodo 2010-2019) (38) (39). Esto se explica por un lado por el menor consumo de energía como consecuencia de la pandemia y por el otro a una aceleración del proceso de descarbonización de la generación de electricidad (caída de la generación de electricidad a partir de centrales eléctricas, generalmente térmicas, debido a la caída del consumo eléctrico). El aumento continuado de la generación con renovables y el reemplazo del carbón por el gas natural contribuye a reducir las emisiones generadas por la generación de energía eléctrica.

La Figura 17 muestra las emisiones de CO<sub>2</sub> por MMBTU de diversos combustibles. Se puede apreciar que cambiar cualquier combustible utilizado en la generación eléctrica por gas genera reducciones de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

**Figura 17: Emisión por tipo de combustible**



Fuente: Informe Mercado Energético Argentino. Gerold & Gerold Consultores

El concepto de huella de carbono se utiliza en varios contextos. En general, huella de carbono es un término que quiere describir el impacto total que una organización tiene sobre el clima a raíz de la emisión de GEI a la atmósfera. Con el objetivo de cuantificar dicha huella, debe aplicarse un determinado protocolo de estimación y contabilidad de emisiones de GEI. Una de las metodologías para la cuantificación de emisiones de GEI es la norma ISO 14064 (40). Esta norma fue desarrollada de acuerdo con el protocolo Greenhouse Gas Protocol. El GHG Protocol, del World Resources Institute y el World Business Council for Sustainable Development, es uno de los protocolos más utilizados a escala internacional para entender, cuantificar y gestionar las emisiones de GEI. Ambos documentos constituyen una de las referencias más importantes en esta materia.

Dentro de la huella de carbono se distinguen tres tipos emisiones, emisiones directas, emisiones indirectas de la generación de electricidad y de calor y otras emisiones indirectas. Por lo tanto, conocer el factor de emisión de la generación eléctrica, es un dato relevante que permite calcular parte las emisiones indirectas de las organizaciones.

Para calcular el factor de emisión se necesitan tres datos básicos. El primero, los combustibles consumidos durante determinado período de tiempo para generación de energía eléctrica. El segundo dato son los factores de emisión correspondientes a cada combustible. Para Argentina, de acuerdo a lo informado por la SE (41) los valores son los que se expresan en la Tabla 12.

**Tabla 12: Factor de emisión por tipo de combustible**

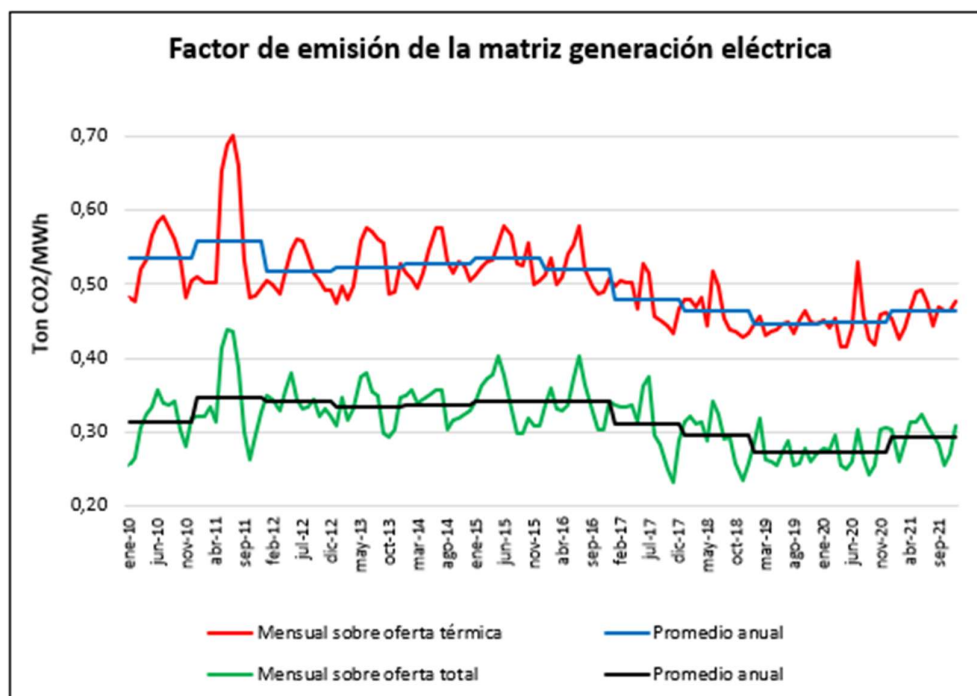
| Factor de emisión por tipo de combustible |                     |                                  |                     |
|-------------------------------------------|---------------------|----------------------------------|---------------------|
| Gas natural                               | Fuel Oil            | Gas Oil                          | Carbón Mineral      |
| tCO <sub>2</sub> /dam <sup>3</sup>        | tCO <sub>2</sub> /t | tCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup> | tCO <sub>2</sub> /t |
| 1,948                                     | 3,172               | 2,697                            | 2,335               |

Por último, el tercer dato necesario es la generación eléctrica.

A partir de estos datos puede construirse el factor de emisión multiplicando los factores explicitados arriba por las cantidades de combustibles consumidos para la generación eléctrica y dividiéndolos por la generación.

Si se divide el monto de toneladas emitidas por la generación total se obtiene un número que permite hacer comparable las diversas matrices eléctricas alrededor del mundo. Si en cambio, se divide solo por la generación térmica, la evolución de este indicador puede dar una idea de la mejora de la eficiencia del parque termoeléctrico instalado y de qué tipo de combustibles se está utilizando. La Figura 18 muestra la evolución de este indicador para nuestro país, desde 2010 hasta fines del 2020.

**Figura 18: Factor de emisión de la red eléctrica argentina**



Fuente: Elaboración propia en base a datos SE y CAMMESA

En la Figura 18 de la página anterior puede apreciarse que el factor de emisión de la matriz eléctrica mejora sensiblemente luego del 2016. Esto puede deberse a diversas causas, entre

ellas, el mayor uso de gas para generación, el ingreso de máquinas térmicas más eficientes, el incremento en la participación de las EERR como se describió en la sección 4, entre otras.

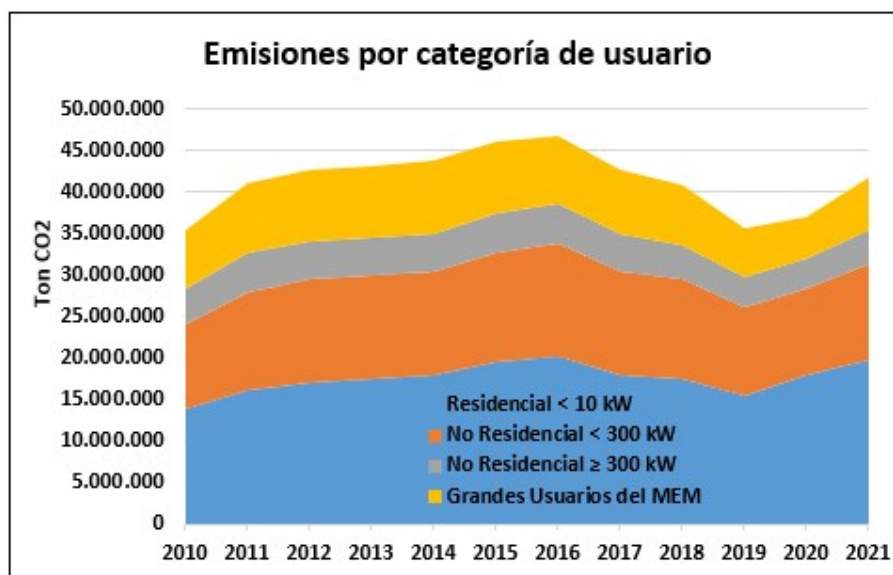
**Tabla 13: Emisiones del sector eléctrico en toneladas de CO2**

|                 | 2010       | 2011       | 2012       | 2013       | 2014       | 2015       | 2016       | 2017       | 2018       | 2019       | 2020       | 2021       |
|-----------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Tn CO2 emitidas | 36.191.230 | 40.635.002 | 43.606.535 | 43.246.950 | 43.784.556 | 46.143.868 | 46.893.314 | 42.719.644 | 40.830.258 | 35.722.644 | 36.989.550 | 41.712.282 |

Fuente: Elaboración propia en base a datos SE y CAMMESA

La Figura 19 aloca las emisiones por categoría tarifaria y evidencia entre otras cosas, la necesidad de políticas de eficiencia energética orientadas al sector residencial.

**Figura 19: Emisiones de CO2 alocadas a la demanda**



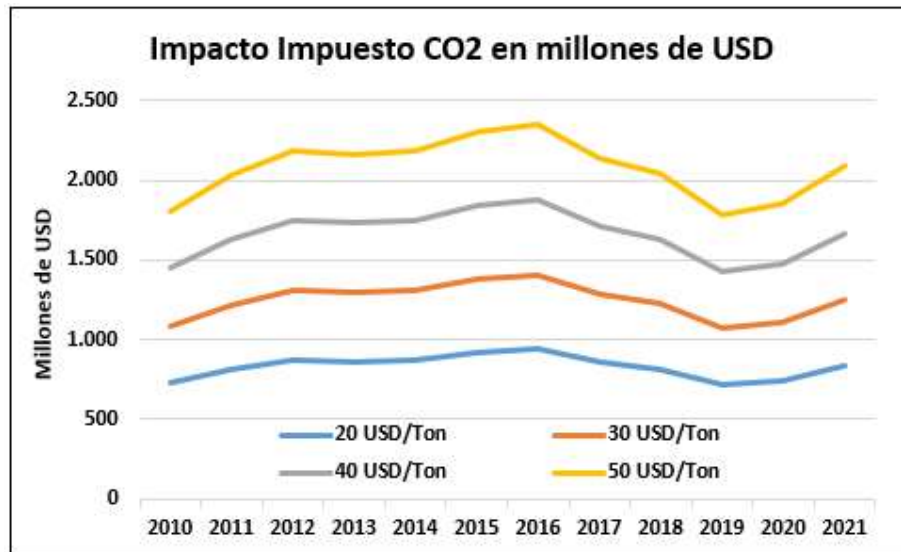
Fuente: Elaboración propia en base a datos ADEERA y CAMMESA

## 5.1 Recaudación del Impuesto al CO2 en el período 2010-2020

Luego de determinadas las emisiones de la red, el siguiente paso es determinar el impacto económico de establecer un impuesto a las emisiones de CO2.

Si simulamos penalizar la tonelada de CO2 con un extracosto de 20, 30, 40 o 50 USD respectivamente, se obtiene que el impacto promedio seria de USD 831, USD 1.246, USD 1.662 y USD 2.077 millones anuales respectivamente. La Figura 20 muestra los resultados de ese ejercicio.

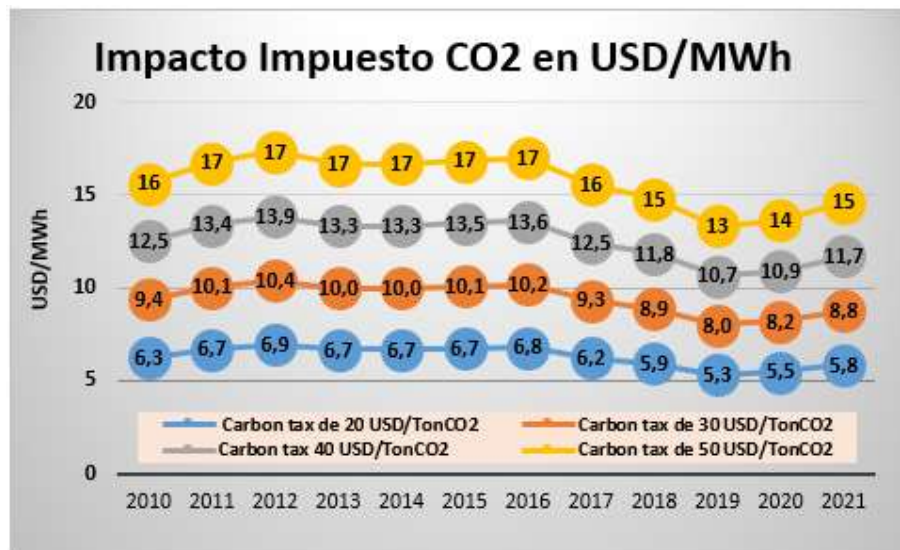
Figura 20: Impacto del Impuesto al CO2 en millones de USD



Fuente: Elaboración propia en base a datos CAMMESA

El paso siguiente es analizar el impacto del impuesto en el costo del MWh.

Figura 21: Impacto del Impuesto al CO2 en USD/MWh en el período 2010-2021



Fuente: Elaboración propia en base a datos CAMMESA

Se puede apreciar que un impuesto al carbono de 20 USD/tonCO2 hubiese implicado un incremento de 6 USD/MWh, uno de 30 USD/tonCO2 uno de 9 USD/MWh, 40 USD/tonCO2 incrementaba 13 USD/MWh y un impuesto al carbono de 50 USD/tonCO2 impactaba en 16 USD/MWh de sobrecosto durante el período 2010-2020.

## 5.2. Impacto del impuesto en el despacho

Otro análisis que se puede realizar es analizar diversas sensibilidades en lo que respecta al impacto de un carbon tax en el despacho y en el precio de la energía para el año 2022. Para ello se utiliza el programa Visual Margo de CAMMESA.

Cuando CAMMESA elabora las Programaciones Estacionales pone a consideración del público la base sobre la que se corre el programa Visual Margo. Tomando esa base para el período febrero abril 2022 es posible conocer que valores posee cada combustible. A partir de esa información, se aplicó a cada tipo de combustible el impacto de diversas alícuotas del impuesto al CO<sub>2</sub>, a saber: 20 USD/ton, 30 USD/ton, 40 USD/ton y 50 USD/ton. Los resultados pueden verse en la Tabla 14.

**Tabla 14: Impacto del impuesto al CO<sub>2</sub> en los precios de los combustibles**

|                                                                      |               |           |                        |          | Diferentes tasas carbon tax USD/tonCO2 |                    |      |      |    |
|----------------------------------------------------------------------|---------------|-----------|------------------------|----------|----------------------------------------|--------------------|------|------|----|
|                                                                      |               |           | Precios Margo          |          | 20                                     | 30                 | 40   | 50   |    |
| Combustible                                                          | Emisiones CO2 | Unidad    |                        | Verano   | Invierno                               | Incremental en USD |      |      |    |
| Gas Natural                                                          | 1,95          | tCO2/dam3 | Gas Local (USD/dam3)   | 104      | 163                                    | 39                 | 59   | 78   | 98 |
|                                                                      |               |           | Gas Bolivia (USD/dam3) | 244      | 39                                     | 59                 | 78   | 98   |    |
|                                                                      |               |           | GNL (USD/dam3)         | 953      | 39                                     | 59                 | 78   | 98   |    |
| Gas oil                                                              | 2,70          | tCO2/m3   | Gas oil (USD/m3)       | 623      | 54                                     | 81                 | 108  | 135  |    |
| Fuel oil                                                             | 3,17          | tCO2/ton  | Fuel oil (USD/ton)     | 613      | 63                                     | 95                 | 127  | 159  |    |
| Carbón                                                               | 2,34          | tCO2/ton  | Carbón (USD/ton)       | 203      | 47                                     | 70                 | 93   | 117  |    |
| Nuevos precios combustibles adicionando el impuesto (USD por unidad) |               |           |                        |          |                                        |                    |      |      |    |
| Gas local verano                                                     |               |           |                        | USD/dam3 | 143                                    | 162                | 182  | 201  |    |
| Gas local invierno                                                   |               |           |                        | USD/dam3 | 202                                    | 222                | 241  | 261  |    |
| Gas Bolivia (USD/dam3)                                               |               |           |                        | USD/dam3 | 283                                    | 302                | 322  | 341  |    |
| GNL (USD/dam3)                                                       |               |           |                        | USD/dam3 | 992                                    | 1012               | 1031 | 1051 |    |
| Gas oil (USD/m3)                                                     |               |           |                        | USD/m3   | 677                                    | 704                | 731  | 758  |    |
| Fuel oil (USD/ton)                                                   |               |           |                        | USD/ton  | 676                                    | 708                | 740  | 772  |    |
| Carbón (USD/ton)                                                     |               |           |                        | USD/ton  | 250                                    | 273                | 296  | 320  |    |

Fuente: Elaboración propia en base a datos CAMMESA

En base a esta información se procedió a realizar 5 corridas del Visual Margo. La primera es con los precios base de CAMMESA. Las siguientes con los precios de los combustibles resultantes de cada incremento en la alícuota del impuesto al carbono. La Tabla 15 expone los precios mensuales. En el caso sin impuesto al carbono, el precio promedio anual se ubica en 81 USD/MWh, a medida que subimos la alícuota del carbon tax a 20 USD/TonCO<sub>2</sub>, 30 USD/tonCO<sub>2</sub>, 40 USD/tonCO<sub>2</sub> y 50 USD/tonCO<sub>2</sub>, el precio de la energía pasa a 87,6 USD/MWh, 91 USD/MWh, 94 USD/MWh y 97,5 USD/MWh respectivamente.

**Tabla 15: Precios mensuales de la energía eléctrica 2022**

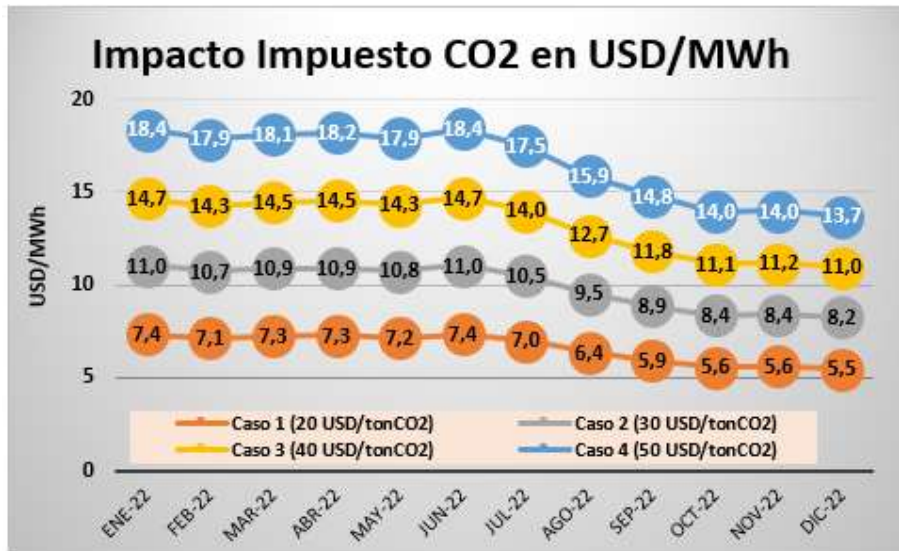
| Precio energía (USD/MWh)                     | ene-22 | feb-22 | mar-22 | abr-22 | may-22 | jun-22 | jul-22 | ago-22 | sep-22 | oct-22 | nov-22 | dic-22 |
|----------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Caso base (sin impuesto al CO <sub>2</sub> ) | 75,1   | 79,2   | 77,9   | 80,6   | 88,6   | 108,5  | 106,0  | 100,1  | 76,2   | 62,0   | 59,2   | 57,7   |
| Caso 1 (20 USD/tonCO <sub>2</sub> )          | 82,4   | 86,4   | 85,2   | 87,9   | 95,8   | 115,9  | 113,1  | 106,4  | 82,1   | 67,6   | 64,8   | 63,2   |
| Caso 2 (30 USD/tonCO <sub>2</sub> )          | 86,1   | 89,9   | 88,8   | 91,6   | 99,4   | 119,5  | 116,6  | 109,6  | 85,1   | 70,4   | 67,6   | 65,9   |
| Caso 3 (40 USD/tonCO <sub>2</sub> )          | 89,7   | 93,5   | 92,4   | 95,2   | 103,0  | 123,2  | 120,1  | 112,8  | 88,0   | 73,1   | 70,4   | 68,6   |
| Caso 4 (50 USD/tonCO <sub>2</sub> )          | 93,4   | 97,1   | 96,1   | 98,8   | 106,6  | 126,9  | 123,6  | 116,0  | 91,0   | 76,0   | 73,2   | 71,4   |

Fuente: Elaboración propia en base a datos CAMMESA

Si tomamos sólo el incremento de los precios producto de la aplicación del carbon tax durante 2022, se puede apreciar que un impuesto al carbono de 20 USD/tonCO<sub>2</sub> implicaría un incremento de USD 6,6 en cada MWh, uno de 30 USD/tonCO<sub>2</sub> uno de 10 USD/MWh, 40

USD/tonCO<sub>2</sub> incrementaría USD 13,2 cada MWh y un impuesto al carbono de 50 USD/tonCO<sub>2</sub> impactaría en USD 16,6 USD por MWh. Esto puede verse en la Figura 22.

**Figura 22: Impacto del impuesto al CO<sub>2</sub> en USD/MWh en 2022**



Fuente: Elaboración propia en base a datos CAMMESA

Por lo tanto, la aplicación del carbon tax incrementaría los costos de la energía (respecto al caso base de CAMMESA) en un 8,2% (si la alícuota es de 20 USD/tonCO<sub>2</sub>), 12,3% (si la alícuota es de 30 USD/tonCO<sub>2</sub>), 16,4% (si la alícuota es de 40 USD/tonCO<sub>2</sub>) y de un 20,5% (si la alícuota es de 50 USD/tonCO<sub>2</sub>). Como ya se mencionó, esto sólo recaería sobre los Grandes Usuarios del MEM que pagan el costo medio total del sistema, pero de no mediar cambios en los precios estacionales sancionados, no se enviaría ninguna señal de racionalización a la demanda cubierta por las distribuidoras.

El despacho en el resto de los cuatro casos no experimentó cambios respecto al escenario base establecido por CAMMESA. Esto se debe a que el resto de las opciones (nuclear, hidráulica y renovables) no pueden expandirse y a que cuando cargamos a los combustibles con el impuesto al carbono, el sistema optimiza siempre a favor del gas que continúa siendo el más barato de los fósiles aun con el GNL en precios por encima de la media.

## 6. Conclusiones y propuesta

Desde el punto de vista de la demanda, el objetivo último de un impuesto al carbono es modificar conductas.

En base a esta idea se deduce que aplicar este tipo de impuestos en Argentina sin reordenar el sistema eléctrico no tendría efectos significativos, ya que como se analizó, la mayoría de los usuarios se encuentran subsidiados y no perciben un incremento en el costo de la energía eléctrica mayorista.

Como se mencionó, Azqueta (27) sostiene que para seleccionar entre instrumentos de política climática se debe analizar si los mismos cumplen con al menos tres criterios: Costo-eficiencia, Equidad y Factibilidad de implementación:

En lo que respecta a los criterios costo-eficiencia y equidad este principio no se cumple, dado que el Estado es quien paga la mayor parte de las transacciones del MEM, establecer un carbon tax sería paradójico en el sentido de que se estaría cobrando a sí mismo. Tampoco tendría impactos redistributivos, ya que la masa de subsidios que el Estado Nacional destina al sector eléctrico se incrementaría, pero sin llegar a la población.

Un carbon tax si impactaría en los Grandes Usuarios del MEM vía una suba de costos de suministro eléctrico. Como se explicó, la demanda que compra su energía directamente en el MEM paga el costo medio de generación, y, por lo tanto, aplicarle este tributo sube los costos del insumo. Dependerá de la facilidad o no de cada sector la posibilidad de trasladar este mayor costo a sus productos o servicios. Otro punto a tener en cuenta es que el marco normativo actual permite a los GU con consumos > 300 kW contratar o autogenerar toda su energía de forma renovable. Por este motivo, aquellos que tengan el 100% de suministro verde no se verán afectados por un carbon tax y muchos otros se verán tentados a contratar el mayor % posible de energía verde incentivando de este modo el desarrollo de las EERR.

Si nos posamos sobre el criterio de Factibilidad de Implementación, como quedó demostrado a lo largo de este trabajo, en la mayor parte del sector eléctrico argentino no existe algo como un “mercado”. Por lo tanto, aplicar soluciones de mercado (carbon tax) en un entorno dirigido (las decisiones de inversión) y subsidiado es de fácil implementación, pero no provocaría los resultados deseados.

Desde el punto de vista de la oferta, el carbon tax tampoco parece la figura más apropiada para un sistema eléctrico como el argentino, ya que procede en un sistema marginalista. El sistema argentino tiene un despacho marginalista, pero ninguna de las centrales que participan cobran el costo marginal. Es decir, que un carbon tax debería descontarse (para la gran mayoría de los generadores térmicos) de una remuneración que se ajusta en pesos cada cierto tiempo y que va degradándose con el paso de los meses. Si la remuneración no es la suficiente, el inconveniente en el mediano plazo es la indisponibilidad de las máquinas. El resto de los generadores térmicos con combustibles fósiles posee contratos que los amparan, por lo que aplicarles un impuesto al carbono sería modificarles unilateralmente las condiciones contractuales, lo que implica contingencias para el Estado. Además, como ya se mencionó, la aplicación del carbon tax no produce cambios en el despacho del SADI, ya que el resto de las tecnologías están siendo despachadas al mayor nivel posible y no pueden expandir su oferta en el corto plazo.

Si se aplica el carbon tax en los combustibles tal como se muestra en el ejercicio del capítulo 5 esto no tiene mayores implicancias ya que los combustibles son provistos por CAMMESA, lo que neutraliza el impacto ya que el impuesto implica mayores costos de generación y resulta en que lo que el Estado recauda por un lado (carbon tax) lo pierde por el otro (mayores precios de combustibles).

Si se establece una tasa para generadores que se establezcan a partir de cierto período de tiempo, se estaría discriminando a favor de las generadoras viejas.

Mientras los subsidios sean generalizados, aplicar políticas de mercado como un carbon tax, posiblemente tenga efectos marginales o casi nulos.

Un punto relevante que se mencionó en el trabajo es la tendencia de varios países importadores a instaurar diversos instrumentos de ajuste de carbono en frontera para desalentar la competencia desleal. Contar con análisis como el realizado en esta tesis, permite a Argentina y a sus empresas exportadoras estar más preparadas para afrontar las discusiones que vienen respecto a la aplicación de estos mecanismos. La clave es tener una política de Estado proactiva y no esperar a que las restricciones arancelarias o para-arancelarias nos sorprendan.

#### **Ideas a futuro.**

Se puede pensar en crear un simil carbon tax que funcione como un factor de ajuste del CVP que tenga en cuenta los costos declarados (a partir de las Kcal/MWh) y una penalización creciente por emisiones. De esta forma se despacharía menos a las máquinas más contaminantes y no se discrimina por antigüedad del parque. Es decir, las máquinas que emiten más ranquean peor y se despachan menos.

Esta idea, acompañada con la liberalización del mercado de combustibles, haría que las centrales tengan incentivos a contratar gas a largo plazo aportando previsibilidad en los costos de generación eléctrica y a la cadena de valor del gas motorizando inversiones en producción e infraestructura de transporte.

Lo expresado en el párrafo anterior es potencialmente conflictivo con la agenda internacional explicitada por Argentina en lo referido a la lucha contra el cambio climático, ya que hay un trade off entre dichos compromisos y el desarrollo económico de recursos hidrocarburíferos en una economía sumida en la pobreza y estancamiento actuales.

A partir de la puesta en marcha de un mecanismo como el propuesto, se puede pasar a un esquema donde las máquinas que no se despachen por contaminantes, sean remuneradas como reserva durante algún número de años de forma decreciente, para incentivar el retiro.

A más largo plazo se puede dar señales de ubicación, es decir, generar en lugares sin población tendría una penalidad menor que si se genera cerca del AMBA o de grandes ciudades, por ejemplo.

Por último, como se mostró al inicio, la agenda internacional respecto a temas ambientales comienza a dar indicios de que los países van a comenzar a valerse de las emisiones del sector eléctrico para aplicar barreras paraarancelarias, por lo tanto, nuestro país se debe una discusión sobre una hoja de ruta respecto a la eventual aplicación de un impuesto al carbono. En este sentido, el palo (impuesto al carbono) debe ir acompañado de zanahorias (señales) para toda la

demanda (posibilidades de contratar suministros 100% renovables para más usuarios, agrupación de CUITs, posibilidad de que las distribuidoras ofrezcan paquetes de energía verde a los usuarios que lo deseen y estén dispuestos a pagar por ello<sup>10</sup>, etc.) y también a la oferta energética indicando claramente cuál es el norte del país en lo referido a generación eléctrica.

---

<sup>10</sup> En el año 2011 la Secretaría de Energía “permitió” que los usuarios residenciales renuncien al subsidio en la tarifa. El % que adhirió fue mínimo. Tal vez, podría reeditarse algún esquema similar, pero con la posibilidad de contratar “energía verde”.

## Bibliografía

- 1) Informe sobre la disparidad en las emisiones de 2019. ONU. Programa para el Medio Ambiente. Ultimo acceso (29/9/2021) Disponible en: <https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/30798/EGR19ESSP.pdf?sequence=17>
- 2) Acuerdo de París en español. Ultimo acceso (29/9/2021). Disponible en: [https://unfccc.int/files/meetings/paris\\_nov\\_2015/application/pdf/paris\\_agreement\\_spanish\\_.pdf](https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_spanish_.pdf)
- 3) Informe Especial del Panel Intergubernamental de Expertos en Cambio Climático. Ultimo acceso 29/9/2021. Disponible en: <https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/spm/>
- 4) El desafío del cero neto. Foro Económico Mundial y el Boston Consulting Group. Ultimo acceso 29/9/2021. Disponible en: [https://www3.weforum.org/docs/WEF\\_The\\_Net\\_Zero\\_Challenge\\_Part1.pdf](https://www3.weforum.org/docs/WEF_The_Net_Zero_Challenge_Part1.pdf)
- 5) Without nuclear power, the world's climate challenge will get a whole lot harder. Fatih Birol and Rafael Mariano Grossi. Ultimo acceso 29/9/2021. Disponible en: <https://edition.cnn.com/2020/10/09/opinions/without-nuclear-power-the-worlds-climate-challenge-birol-grossi/index.html>
- 6) Situación y tendencias de la fijación del precio al carbono 2020. Banco Mundial. Ultimo acceso 29/9/2021. Disponible en: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/10986/33809/9/211586SP.pdf>
- 7) Declaración de economistas estadounidenses apoyando el impuesto al carbono. Ultimo Acceso 1/10/2021. Disponible en: <https://www.clcouncil.org/economists-statement/>
- 8) State and Provincial Efforts to Put a Price on Greenhouse Gas Emissions, with Implications for Energy Efficiency. Ultimo acceso 1/10/2021. Disponible en: <https://www.aceee.org/research-report/i2101>
- 9) Efficiency Canada. <https://www.efficiencycanada.org/> x
- 10) <https://elpais.com/sociedad/2020-09-22/china-promete-en-la-onu-un-plan-para-alcanzar-la-neutralidad-del-carbono-en-2060.html>
- 11) Deep Dive: Can China Reach Net Zero? Trivium China. Ultimo acceso 1/10/2021. Disponible en: <https://triviumchina.com/2021/07/12/deep-dive-can-china-reach-net-zero/>
- 12) Precios del CO2 en Europa. <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>
- 13) Europa quiere imponer un impuesto al carbono: ¿qué es y cómo funcionará? <https://www.nytimes.com/es/2021/07/15/espanol/impuesto-al-carbono.html>
- 14) Mecanismo de Ajuste en Frontera por Emisiones de Carbono. Ultimo acceso 1/10/2021. Disponible en: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/qanda\\_21\\_3661](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/qanda_21_3661)
- 15) COP26: Reino Unido obligará a grandes empresas a diseñar planes para descarbonizarse y lograr cero emisiones. <https://www.elmundo.es/ciencia-y-salud/medio-ambiente/2021/11/03/61827e31fc6c83743d8b45de.html>
- 16) Taxing Energy Use for Sustainable Development: Opportunities for energy tax and subsidy reform in selected developing and emerging economies. OCDE. Ultimo acceso 1/10/2021.

Disponible en: <https://www.oecd.org/newsroom/un-mejor-uso-de-los-impuestos-a-la-energia-podria-fortalecer-las-cuentas-publicas-de-los-paises-en-desarrollo-y-reducir-la-contaminacion.htm>

17) What would it take to limit global warming to 1.5 degrees? Ultimo acceso 1/10/2021. Disponible en: <https://www.woodmac.com/news/opinion/what-would-it-take-to-limit-global-warming-to-1.5-degrees/>

18) FMI. Revista Finanzas & Desarrollo. Septiembre 2021. Ultimo acceso 1/10/2021. Disponible en: <https://www.imf.org/external/pubs/ft/fandd/spa/2021/09/index.htm>

19) Report of the High-Level Commission on Carbon Prices. Joseph Stiglitz y Nicholas Stern. Carbon Pricing Leadership Coalition. Ultimo acceso 1/10/2021. Disponible en: <https://www.carbonpricingleadership.org/report-of-the-highlevel-commission-on-carbon-prices>

20) Nicholas Stern. The economics of climate change: the stern review, Cambridge University Press. 2007.

21) Nicholas Stern. The economics of climate change. American Economic Review, Vol. 98, Nº 2. 2008.

22) Maureen Cropper y Wallace Oates. Environmental Economics: A Survey. Journal of Economic Literature. 1992. Ultimo acceso 1/10/2021. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/4981374\\_Environmental\\_Economics\\_A\\_Survey](https://www.researchgate.net/publication/4981374_Environmental_Economics_A_Survey)

23) Jonathan Gruber. Public Finance and Public Policy. Third Edition, Worth Publishers. 2009.

24) Pigou, A. "The Economics of Welfare". London: Macmillan. 1920

25) Baumol y Oates. The theory of Externalities, Macmillan. 1988

26) Verónica Gutman. Descarbonización energética y carbon pricing: algunas reflexiones para la Argentina. 2017. Ultimo acceso 1/10/2021. Disponible en: <http://ftdt.cc/wp-content/uploads/2014/06/Descarbonizaci%C3%B3n-energ%C3%A9tica-y-carbon-pricing-Argentina-V-Gutman-20172.pdf>

27) Diego Azqueta. Introducción a la Economía Ambiental. Segunda Edición. 2007. Ultimo acceso 27/8/2028. Disponible en: [https://www.academia.edu/38621803/Introducci%C3%B3n\\_a\\_la\\_econom%C3%ADa\\_ambiental](https://www.academia.edu/38621803/Introducci%C3%B3n_a_la_econom%C3%ADa_ambiental)

28) Effective Carbon Rates on Energy OECD & Selected Partner Economies. 2016. Ultimo acceso 1/10/2021. Disponible en: <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/effective-carbon-rates-on-energy.pdf>

29) Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/inventario-nacional-gei-argentina.pdf>

30) NDC 2016 República Argentina. Primera Revisión de su Contribución Determinada a Nivel Nacional. Ultimo acceso 1/10/2021. Disponible en: <https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Argentina%20First/17112016%20NDC%20Revisada%202016.pdf>

- 31) Reporte sobre transparencia climática. Comparar la acción climática y las respuestas a la crisis del Covid 19 en el G20. Ultimo acceso 1/10/2021. Disponible en: [https://www.climate-transparency.org/wp-content/uploads/2021/02/Climate-Transparency-Report-2020\\_Espan%CC%83ol.pdf](https://www.climate-transparency.org/wp-content/uploads/2021/02/Climate-Transparency-Report-2020_Espan%CC%83ol.pdf)
- 32) Proyecto de Reforma Tributaria. Ultimo acceso 19/3/2022. Disponible en: <https://www4.hcdn.gob.ar/dependencias/dsecretaria/Periodo2017/PDF2017/TP2017/0020-PE-2017.pdf>
- 33) Promueven un impuesto al CO2 que afectaría inversiones por US\$ 5000 millones en Vaca Muerta. Ultimo acceso 19/3/2022. Disponible en: <https://econojournal.com.ar/2017/11/promueven-un-impuesto-al-co2-que-frenaria-inversiones-por-us-5000-millones-en-vaca-muerta/>
- 34) Dictamen de la Comisión de Presupuesto y Hacienda. Ver dictamen, OD Nº 4, p. 46. Buscar Periodo 136 (1-3-2018 al 28-2-2019). Ultimo acceso 19/3/2022. Disponible en: [https://www.hcdn.gov.ar/secparl/dsecretaria/s\\_od/od.html](https://www.hcdn.gov.ar/secparl/dsecretaria/s_od/od.html)
- 35) Los Procedimientos. Capítulo II. Precios Estacionales. Ultimo acceso 19/3/2022. Disponible en: <https://cammesaweb.cammesa.com/los-procedimientos/>
- 36) Incidencia Impositiva en Tarifas Eléctricas Un análisis integral desde el recurso primario al consumidor final. Noviembre 2019. Ultimo acceso 19/3/2022. Disponible en: <http://www.adeera.com.ar/newsroom/archivosinformes/Informe%20Incidencia%20Impositiva.pdf>
- 37) Impuestos en las facturas de electricidad. Ultimo acceso 19/3/2022. Disponible en: <http://www.adeera.com.ar/newsroom/archivosinformes/ADEERA%20Impuestos%20en%20la%20factura.pdf>
- 38) Emisiones a nivel mundial. Ultimo acceso 1/10/2021. Disponible en: <https://datos.enerdata.net/co2/toe-emisiones-co2.html>
- 39) Anuario estadístico mundial de energía 2021. Ultimo acceso 1/10/2021. Disponible en: <https://datos.enerdata.net/>
- 40) ISO 14064. Ultimo acceso 19/3/2022. Disponible en: <https://www.iso.org/obp/ui#iso:std:iso:14064:-1:ed-2:v1:es>
- 41) Cálculo del Factor de Emisión de CO2 de la Red Argentina de Energía Eléctrica. Ultimo acceso 19/3/2022. Disponible en: <http://datos.minem.gob.ar/dataset/calculo-del-factor-de-emision-de-co2-de-la-red-argentina-de-energia-electrica>

## Legislación y normas reglamentarias

Ley Nº 23966/1988. Título III. Impuestos a los combustibles.

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/365/texact.htm>

Ley Nº 24.065/1992. Régimen de la energía eléctrica.

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=464>

Ley Nº 24.295/1994. Aprobación de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/699/norma.htm>

Ley Nº 25.438/2001. Aprobación del Protocolo de Kyoto.

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/65000-69999/67901/norma.htm>

Ley Nº 25.561/2002. Emergencia Pública.

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/70000-74999/71477/norma.htm>

Ley Nº 27.270/2016. Aprobación del Acuerdo de París.

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/265000-269999/265554/norma.htm>

Ley Nº 27.430/2017. Impuestos a las Ganancias. Impuesto al carbono.

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/305000-309999/305262/norma.htm>

Ley Nº 27.591/2020. Presupuesto 2021.

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/345000-349999/345117/norma.htm>

Decreto PEN Nº 891/2016. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/260000-264999/263772/norma.htm>

Decreto PEN Nº 1.112/2017. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-1112-2017-305263>

Decreto PEN Nº 489/2021.

<https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/247706/20210805>

Resolución SE Nº 95/2013.

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=209933>

Resolución SE Nº 529/2014

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=230280>

Resolución SE Nº 482/2015

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=249306>

Resolución SE Nº 22/2016

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=259902>

Resolución Conjunta MP Nº 312 y MINEM Nº 122/2016

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do;jsessionid=C2FD5DAA8587BD848D54EB820EFE6BE9?id=263281>

Resolución Conjunta MP y MINEM Nº 1/2017

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/270000-274999/274856/norma.htm>

Resolución SE Nº 19/2017

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=271483>

Resolución SGE Nº 70/2018.

<https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/195311/20181107>

Res Conjunta SGE y MPyT N° 3/2019

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/325000-329999/328233/norma.htm>

Resolución SRRyME N° 1/2019

<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-1-2019-320490/texto>

Resolución MDP N° 12/2019.

<https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/224220/20191230>

Resolución SE N° 31/2020

<https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/225933/20200227>

Resolución SE N° 440/2021.

<https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/244678/20210521>

Norma ISO 14064. Verificación y Contabilización de Gases de Efecto Invernadero.

<https://www.sgs.co/es-es/sustainability/environment/carbon-services/greenhouse-gas-emissions-and-lifecycle-assessment/iso-14064-greenhouse-gas-accounting-and-verification>

## Páginas web consultadas

ASAP. Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública.

<https://www.asap.org.ar/>

CAMMESA. Informes anuales, mensuales, documento de transacciones económicas.

<https://cammesaweb.cammesa.com/>

Greenhouse Gas Protocol

[www.ghgprotocol.org](http://www.ghgprotocol.org)

Instituto Nacional de Estadísticas y Censos. INDEC.

<https://www.indec.gob.ar/>

Presupuesto Abierto.

<https://www.presupuestoabierto.gob.ar/sici/>