

INTENSIDAD DE EMISIONES DE LA ENERGÍA EN ARGENTINA

Documento introductorio

Caratori, Luciano; Perczyk, Daniel; Rabinovich, Gerardo.

Introducción

El Sexto Informe de Evaluación¹ del Grupo de Trabajo I del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC), presentado a inicios del segundo semestre de este año, arroja luz —al igual que en sus ediciones anteriores, pero con mayor énfasis y nueva evidencia— sobre el estado de situación del planeta y alerta, una vez más, sobre la necesidad de acelerar la acción climática para enfrentar una crisis climática que no es incierta ni de largo plazo, sino que ya se ha materializado con impactos crónicos y agudos que amenazan la vida sobre el planeta generando cuantiosos efectos adversos y daños tanto en términos de biodiversidad, como sociales y económicos².

La ocurrencia cada vez más frecuente de eventos extremos vinculados con el cambio climático, se suma a los impactos crónicos como el incremento de la temperatura media global, los cambios en los regímenes de precipitaciones y el crecimiento del nivel del mar, entre otros.

Entre esos eventos extremos se destacan las inundaciones severas en la costa este de Estados Unidos, centro de Europa y China, incendios devastadores, sequías en diversos puntos del planeta, entre otros fenómenos adversos, acentúan la preocupación por encontrar soluciones a la crisis climática que sean efectivas y alcancen una escala global.

En tal sentido, el IPCC sostiene que “a menos que haya reducciones de gases de efecto invernadero inmediatas, rápidas, y a gran escala, limitar el calentamiento a 1.5°C estará más allá del alcance”³ de los esfuerzos humanos, pero señala a su vez que el clima que experimentemos en el futuro depende aún de las decisiones que tomemos hoy, y está en nuestras manos evitar mayores impactos que aquellos que ya parecieran inevitables.

Estas circunstancias hacen evidente el incremento acelerado de la exposición de diversos sectores y de diferentes países a los riesgos (por ejemplo, regulatorios o comerciales) vinculados con la transición a largo plazo que el cambio climático requiere.

En estas circunstancias, las políticas orientadas a combatir el cambio climático que implemente o demore en implementar la Argentina en este tiempo, afectarán asimismo las condiciones de acceso a los mercados mundiales de destino de la producción transable argentina y también el acceso al financiamiento climático internacional y su costo, con consecuencias para la competitividad de la economía y la de las empresas exportadoras argentinas⁴.

En el marco de los compromisos asumidos en materia de acción climática, la República Argentina presentó ante la CMNUCC, el 1° de octubre de 2015, su primera Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional (INDC, o *Intended Nationally Determined Contribution*, por sus siglas en inglés), que se convirtió en la NDC de la Argentina luego de la ratificación del Acuerdo de París, en septiembre de 2016.

Durante la vigésimo segunda Conferencia de las Partes (COP22), celebrada en Marrakech en noviembre de ese mismo año, el país presentó la actualización de su NDC. Posteriormente, Argentina remitió a la Convención Marco en 2020 su segunda NDC, cumpliendo con la exigencia de incrementar progresivamente su ambición respecto de las NDC anteriores, en línea con el párrafo 11 del Artículo 4 del Acuerdo de París.

¹ IPCC, 2021: Summary for Policymakers. In: Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [MassonDelmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S. L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M. I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J. B. R. Matthews, T. K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu and B. Zhou (eds.)]. Cambridge University Press. In Press.

² <http://ftdt.cc/blogs/miradas-desde-el-sur-del-sur/el-nuevo-reporte-del-ipcc-senales-de-alerta-y-signos-de-cambio/>

³ https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/outreach/IPCC_AR6_WGI_Press_Conference_Slides.pdf

⁴ <http://ftdt.cc/blogs/miradas-desde-el-sur-del-sur/las-transiciones-globales-y-la-competitividad-climatica-de-argentina/>

La segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional presentada por Argentina, actualmente vigente, estableció una meta absoluta de no exceder las 358,8 MtCO₂e de GEI al año 2030.

Asimismo, las autoridades argentinas ratificaron públicamente durante los años 2020 y 2021 su compromiso de elaborar una estrategia de desarrollo de largo plazo baja en emisiones (LTS, por sus siglas en inglés) con el objetivo de alcanzar un desarrollo neutral en carbono en el año 2050, y trabajar en la actualización del Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático⁵, estando ambos desarrollos en cabeza del Gabinete Nacional de Cambio Climático liderado por la Secretaría de Cambio Climático, Desarrollo Sostenible e Innovación del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

El sector energético tiene un rol clave en relación con el cambio climático, tanto en la génesis del problema, debido a las emisiones que genera (en Argentina representa el 53% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero y a nivel global excede el 73%), como en el impacto que tiene el cambio climático sobre la oferta y la demanda de energía, y, también, especialmente en términos de las oportunidades que ofrece el sector para mitigar el cambio climático.

En este contexto, en el marco del proyecto “Sistema de Indicadores para la Transición Energética”, desarrollado conjuntamente por el Centro de Estudios en Cambio Climático Global de la Fundación Torcuato Di Tella (CECG-FTDT) y el Centro de Evaluación de Políticas basadas en Evidencia de la Universidad Torcuato Di Tella (CEPE-UTDT), consideramos relevante la construcción de indicadores de fácil comprensión para monitorear en forma oportuna los avances de la transición energética, y en particular la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) producidas por las actividades del sector energético y el consumo de energía final de la economía doméstica.

Respecto de las transiciones energéticas, cabe destacar que estas transiciones no se limitan exclusivamente a la cuestión vinculada con el cambio climático, si no que comprenden cuestiones ambientales, sociales y económicas, que serán objeto de medición y estimación por parte de diferentes indicadores que serán publicados en el futuro en el marco de este proyecto.

Como una primera aproximación, se presentan aquí el Indicador de intensidad de Emisiones de GEI por ventas totales de energía, IEVE, y el Indicador de Emisiones de GEI vinculadas con la generación de electricidad, IEGE.

Estos indicadores se calcularán y actualizarán periódicamente como una contribución para evaluar las tendencias observadas, proporcionando elementos para tomadores de decisión del sector público y privado para evaluar el desempeño de la acción climática en esta dimensión relevante de las transformaciones a realizar para alcanzar la carbono neutralidad hacia el 2050.

Indicadores vinculados con las emisiones de gases de efecto invernadero: IEVE e IEGE

El indicador de Intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por ventas energéticas (IEVE) se construye sobre la base de datos oficiales y aproxima la dinámica de la intensidad de emisiones de GEI del consumo final de energía asimilando las ventas producidas en el territorio nacional de los principales energéticos consumidos en la República Argentina y las emisiones en la generación eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) debidas a la quema de combustibles doméstica (IEGE), excluyendo bunker internacional (es decir, las ventas destinadas al transporte aéreo y marítimo internacional), al consumo propio de las industrias energéticas y a las emisiones fugitivas asociadas con la producción, transporte y refinación de hidrocarburos.

Los indicadores aquí presentados constituyen una aproximación expeditiva y no deben, por lo tanto, considerarse sustitutivos de la información sobre consumo final de energía vertida en los Balances Energéticos Nacionales, publicados anualmente por la Secretaría de Energía, ni de los capítulos de energía de los Inventarios de Gases de Efecto Invernadero elaborados por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo

⁵ <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/330000-334999/332234/norma.htm>

Sostenible, toda vez que estos presentan mayor detalle y mayor exhaustividad, así como incluyen procesos de consolidación y de validación de datos de mayor complejidad.

El IEVE comprende las ventas de energía eléctrica, gas natural, motonaftas, gasoil, diésel oil, fuel oil, mezclas IFO, kerosene, aerokerosene, aeronaftas, gas licuado de petróleo (GLP), biodiésel y biogás⁶.

Cabe destacar aquí que mientras que algunos de los factores determinantes de la evolución de la intensidad de emisiones estarán asociados con transformaciones en la estructura de la oferta o de la demanda, como por ejemplo la incorporación masiva de renovables, el ingreso de nuevas centrales hidroeléctricas o nucleares, o la electrificación de consumos, otros estarán vinculados con cuestiones coyunturales, como, por ejemplo, variaciones en la hidraulicidad, diferencias en la disponibilidad de gas natural, o salidas transitorias de plantas, entre otras.

Así, este documento se actualizará con una frecuencia menor que la del boletín a los efectos de intentar capturar las variaciones y tendencias de mediano y largo plazo, en contraposición a aquellas más vinculadas con la coyuntura.

Tendencias de mediano y largo plazo

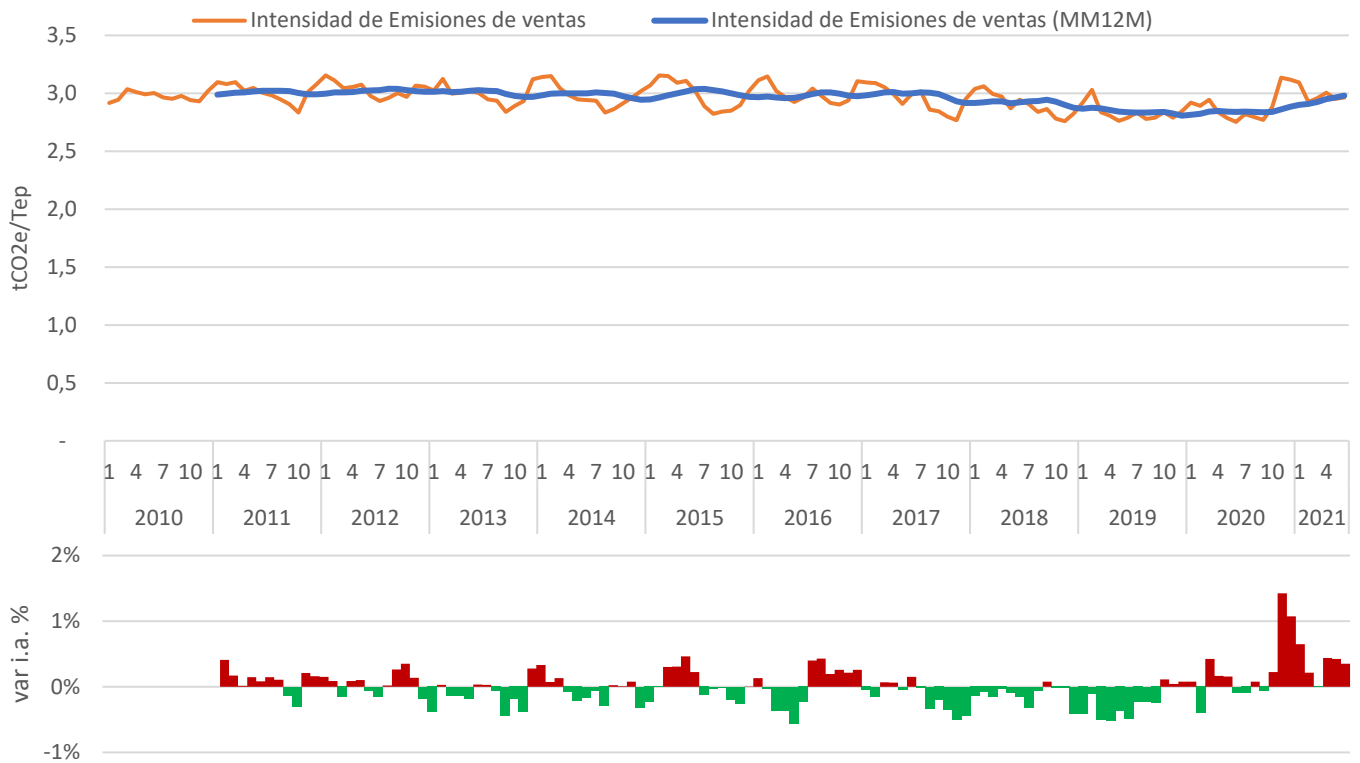
Esta sección presenta un análisis expeditivo sobre la evolución de las principales variables relevantes para comprender la dinámica de las variaciones registradas en los indicadores, y constituye un esfuerzo por brindar una referencia de contexto sobre la relevancia y la comparación en términos históricos del IEVE y del IEGE junto con las notas metodológicas presentadas por separado. Por lo tanto, esta sección se presenta por única vez y a modo de introducción.

En términos de las emisiones asociadas con el consumo final de energía, aproximadas mediante la intensidad de emisiones de las ventas energéticas (IEVE), pueden observarse dos cambios de tendencia relevantes en el último quinquenio (ver figura 1):

- El primero a mediados de 2017 hasta septiembre de 2019, con una disminución sostenida en la intensidad de emisiones (y una leve interrupción a fines de 2018), y,
- El segundo con una reversión de la tendencia desde octubre de 2019 a la fecha, vinculada en gran medida con el efecto conjunto de la recuperación de la demanda, el mayor uso del parque térmico por baja hidraulicidad y menor disponibilidad nuclear, y un incremento del consumo de derivados del petróleo ante la menor disponibilidad de gas natural, factores parcialmente compensados por el ingreso de nueva generación renovable y mejoras en la eficiencia del parque termoeléctrico, como se verá en la sección correspondiente.

⁶ El IEVE presenta —de manera anualizada para los últimos 10 años— una diferencia promedio del 1,8% (min 1,0%, máx. 2,3%) con el Consumo Final de Energía informado en el Balance Energético Nacional y del 7,3% (min 5,8%, máx. 9,4%) con las emisiones de quema de combustibles informadas en los inventarios de Gases de Efecto Invernadero de la República Argentina para los años 2010 a 2016 (último dato disponible, del Tercer Informe Bienal de Actualización de la República Argentina a la CMNUCC). Estas diferencias están mayormente vinculadas con la omisión de la combustión de consumo propio y de otros energéticos menos significativos. En ambos casos, el sentido de las variaciones interanuales replica el de los instrumentos de referencia.

Figura 1: Evolución de la intensidad de emisiones de las ventas energéticas en Argentina y sus variaciones interanuales



Elaboración propia sobre la base de datos de ENARGAS, CAMMESA y Secretaría de Energía.

Sobre la base de series de datos históricos de población, Producto Interno Bruto y quema de combustibles fósiles afectados por sus respectivos factores de emisión, una herramienta de utilización frecuente para el análisis de los factores determinantes de las emisiones de GEI del sector energético es la denominada *Identidad de Kaya*, que consiste en realizar una posible descomposición del tipo IPAT⁷ (Población, Afluencia y Tecnología) que tiene la forma:

Identidad de Kaya: Factores determinantes de las emisiones del sector energético

$$Emisiones = Población \times \frac{PIB}{Población} \times \frac{Energía}{PIB} \times \frac{Emisiones}{Energía}$$

Donde:

Emisiones son las emisiones vinculadas con el sector energético,

$\frac{PIB}{Población}$ es el producto Interno Bruto per cápita,

$\frac{Energía}{PIB}$ es la intensidad energética del PIB, medida en términos de la Oferta Interna Total de energía⁸, y

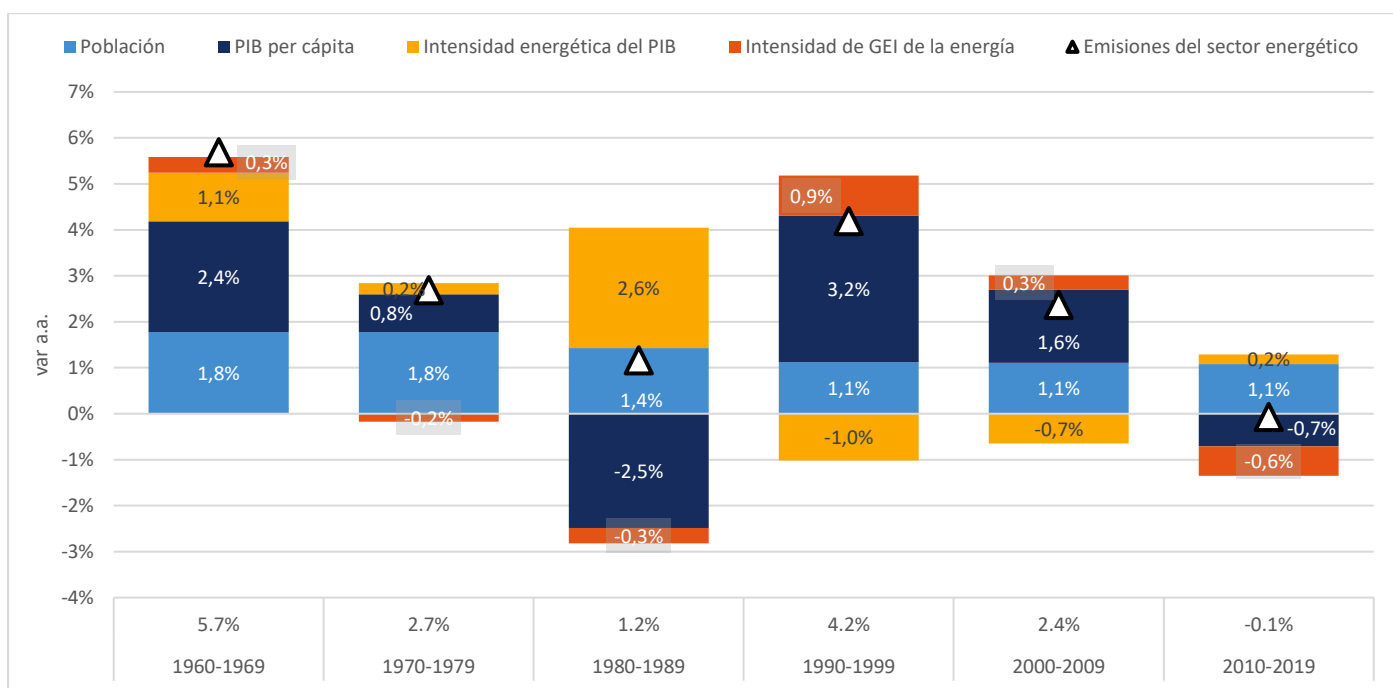
$\frac{Emisiones}{Energía}$ es la intensidad de GEI de la Oferta Interna Total de energía.

La figura 2 muestra la evolución de dichos factores determinantes por década para el período 1960-2019, como variación anual acumulativa entre los años inicial y final.

⁷ [Gutman, V. et al. Descarbonización profunda en Argentina: pasado, presente y futuro de las emisiones energéticas Proyecto "Hacia la Descarbonización Profunda en Argentina", Documento de Trabajo 04](#)

⁸ La Oferta Interna Total de Energía equivale a la Oferta Total de Energía Primaria (OTEP) más el saldo comercial de la secundaria (I-X).

Figura 2: Factores determinantes de las emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético — ejemplo para Argentina (variación anual acumulativa)



Elaboración propia sobre la base de datos de ENARGAS, CAMMESA, IEASA, INDEC, Secretaría de Energía y Serie PBI ARKLEMS Encadenada 1913-2013 del proyecto ARKLEMS-LAND⁹.

Como puede observarse, de los factores mencionados, sólo la población ha mantenido una tendencia monótonamente creciente, mientras que el resto de los factores presenta comportamientos cíclicos en línea con la evolución de la economía, el accionar de la política energética y la disponibilidad de recursos. En particular, se destaca que la intensidad energética en los años de menor actividad tiende a incrementarse como consecuencia de la diferencia de velocidades de reacción entre el numerador (consumo de energía) y el denominador (PIB), reflejando la inercia del sector energético frente a cambios de signo en la evolución económica.

Por su parte, la intensidad de carbono de la energía se vincula con la incorporación de infraestructura libre de emisiones y la nueva disponibilidad de recursos para generación eléctrica, como la nuclear, la gran hidroelectricidad, y más recientemente otras fuentes de generación renovable como la eólica y la solar por reemplazos de combustibles líquidos por gas natural, principalmente en generación eléctrica por incrementos en la eficiencia del parque termoeléctrico (por ejemplo, mediante cierres de ciclos combinados), o mediante la sustitución energética para uso final, como el corte de biocombustibles en combustibles líquidos para el transporte. Dichos factores se presentan de manera detallada en las secciones siguientes.

Asimismo, se destaca que una reducción (o incremento) en la demanda de energía eléctrica resulta amplificada en el requerimiento de generación termoeléctrica debido al orden de despacho de las otras fuentes de generación, con impacto en los requerimientos de combustibles, en su mezcla (debido a que por lo general los combustibles marginales son alternativos como el gasoil, el fuel oil o el carbón mineral) y en la eficiencia de la generación (debido a que por lo general las máquinas menos eficientes corresponden a la menor prioridad de despacho de no existir generación forzada por requerimientos o restricciones del sistema).

⁹ Coremberg, A, Ramos, A, Gerchunoff, P., Heymann, D. PIB Argentina 1900-2012: En búsqueda de una tendencia de crecimiento sostenible, VII Congreso Internacional de Economía y Gestión ECON 2013, Facultad de Ciencias Económicas UBA. <https://arklems.org/pbi/>

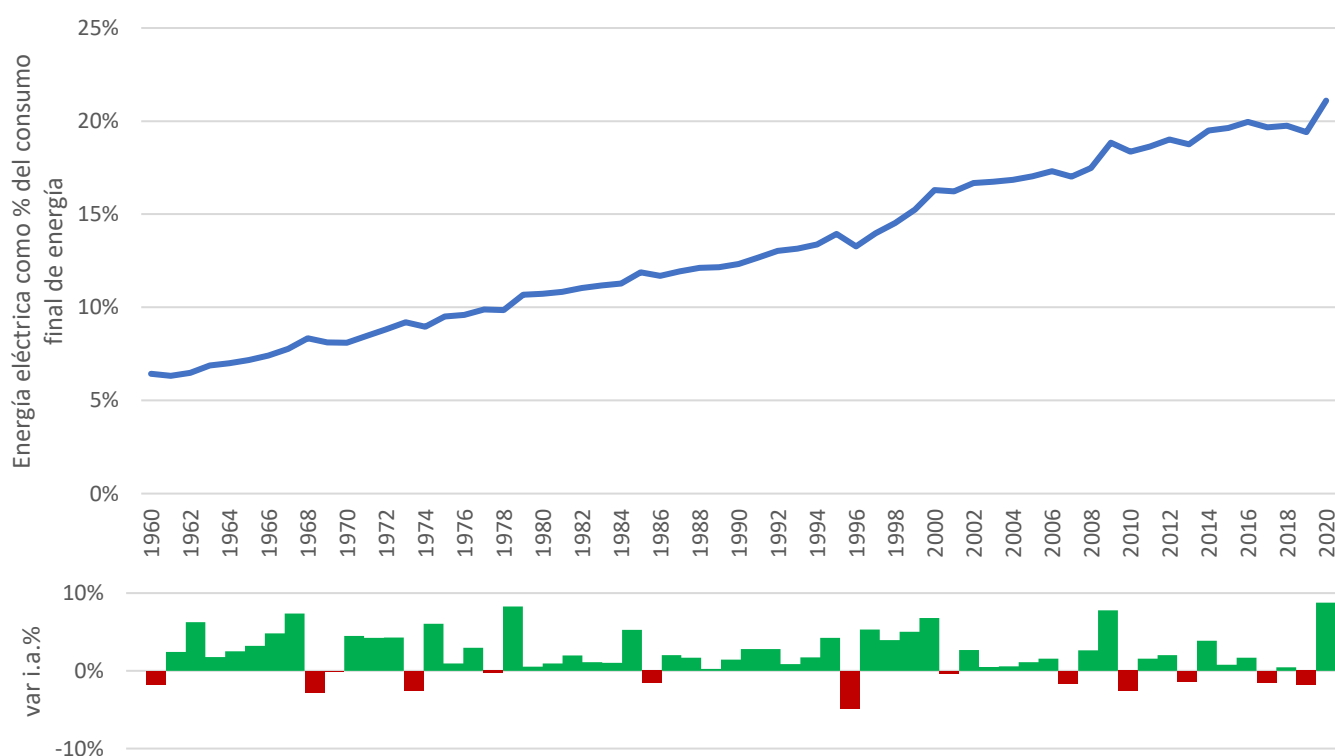
Emisiones vinculadas con la quema de combustibles para la generación de energía eléctrica

La electrificación del consumo final de energía resulta de alta relevancia para los procesos de descarbonización debido a las ganancias de eficiencia en el uso final, ventajas que se incrementan cuando es promovida conjuntamente con políticas de sustitución de combustibles fósiles mediante fuentes libres de emisión para la generación eléctrica.

Según el Balance Energético Nacional del año 2020, recientemente publicado por la Secretaría de Energía¹⁰, la energía eléctrica explicaba en 2020 el 21,1% del consumo final de energía, porcentaje ligeramente incrementado por la disminución del consumo final de combustibles fósiles durante la etapa más álgida del ASPO de 2020. La serie histórica de balances muestra que la electrificación del consumo final de energía (la penetración de la energía eléctrica sobre el consumo final, (ver figura 3) fue monótonamente creciente en Argentina desde 1960, con ligeras interrupciones que se volvieron más frecuentes desde el año 2011, manteniéndose en el último quinquenio en el orden del 20%.

En Argentina, el gas natural junto con el GLP dominan el consumo final de energía (40% en 2020), seguidos por el resto de los combustibles fósiles (36%), dejando a la energía eléctrica (21%) en tercer lugar, que supera al consumo directo de energías renovables (biocombustibles para transporte, biomasa, eólica para bombeo).

Figura 3: Evolución de la penetración de energía eléctrica en el consumo final de energía y sus variaciones interanuales

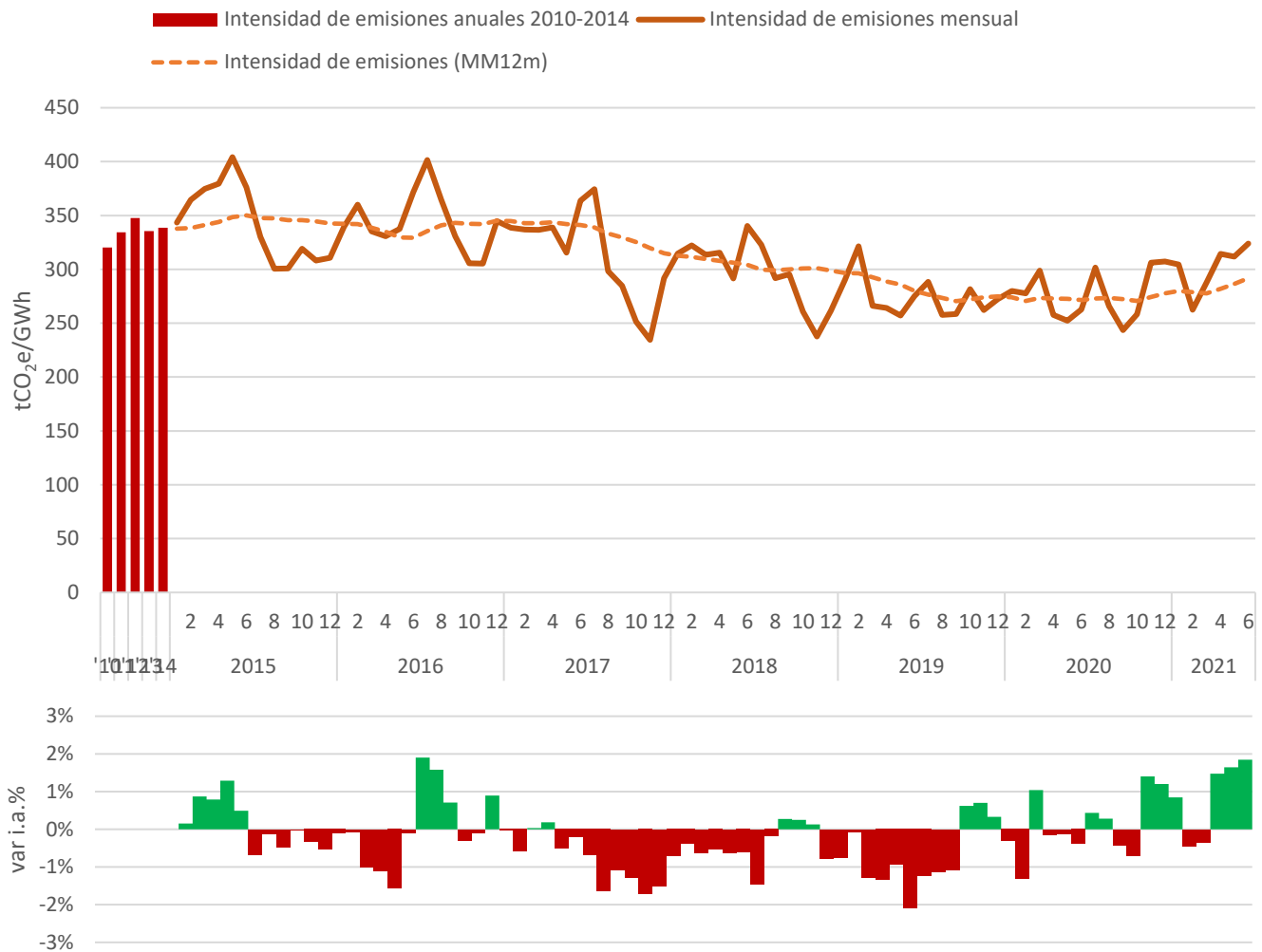


Elaboración propia sobre la base de datos de Secretaría de Energía.

A partir del año 2016, la intensidad de emisiones de GEI de la generación eléctrica (ver figura 4) experimentó una disminución sostenida hasta fines de 2019, con una ligera interrupción durante el último semestre de 2018 y hasta un nivel de 272 tCO₂e/GWh, manteniéndose estable desde entonces, hasta mostrar un incremento interanual del 10,4% en el primer semestre de este año, debido a los factores anteriormente señalados.

¹⁰ <http://datos.minem.gob.ar/dataset/balances-energeticos>

Figura 4: Intensidad de emisiones de quema de combustibles para generación eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista y sus variaciones interanuales



Elaboración propia sobre la base de datos de CAMMESA.

Como en el caso de las emisiones del sector energético en su conjunto, es posible descomponer las emisiones de GEI vinculadas con la quema de combustibles para generación eléctrica mediante una identidad que exprese dichas emisiones como el producto entre factores determinantes como el nivel de demanda (o, en rigor, de la generación para cubrir la demanda), la participación de la generación termoeléctrica fósil sobre el total, el consumo específico del parque termoeléctrico fósil (las kcal requeridas para generar un kWh), y el factor de emisión promedio ponderado de los combustibles fósiles utilizados para generación, que resulta de la mezcla de combustibles utilizada, y en última instancia, para el caso de Argentina, de la disponibilidad de gas natural.

Dicha identidad se muestra a continuación.

$$E = G_t \times \frac{G_f}{G_t} \times \frac{C}{G_f} \times \frac{E}{C}$$

E son las emisiones de quema de combustibles para generación eléctrica en el MEM, medida en tCO₂e.

G_t es la generación total para cubrir la demanda del MEM, incluyendo pérdidas, bombeo y exportaciones, medida en GWh.

G_f es la generación termoeléctrica a partir de combustibles fósiles, medida en GWh,

C es la cantidad de combustibles quemados para generación termoeléctrica, medida en kcal.

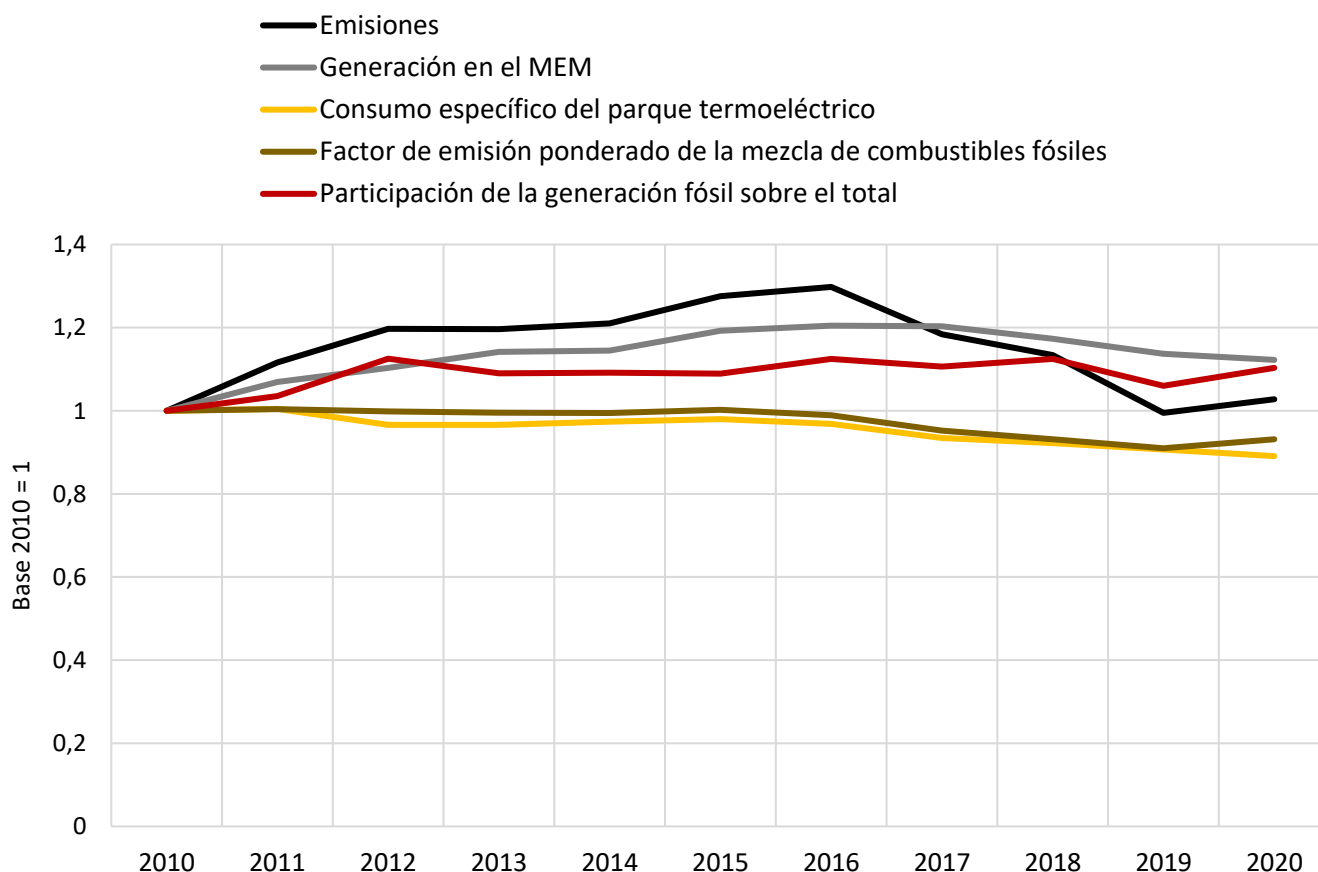
$\frac{C}{G_f}$ es el consumo específico medio del parque termoeléctrico, y

$\frac{E}{C}$ es el factor de emisión promedio ponderado de la mezcla de combustibles fósiles.

Elaboración propia.

Del análisis de la identidad presentada, surge que entre 2010 y 2020 las emisiones de GEI de la generación eléctrica crecieron 3% (de 36,3 MtCO₂e a 37,2 MtCO₂e), con una trayectoria creciente hasta 2016 (47 MtCO₂e) y un declino posterior (ver figura 5).

Figura 5: Factores determinantes de las emisiones de quema de combustibles para generación eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista



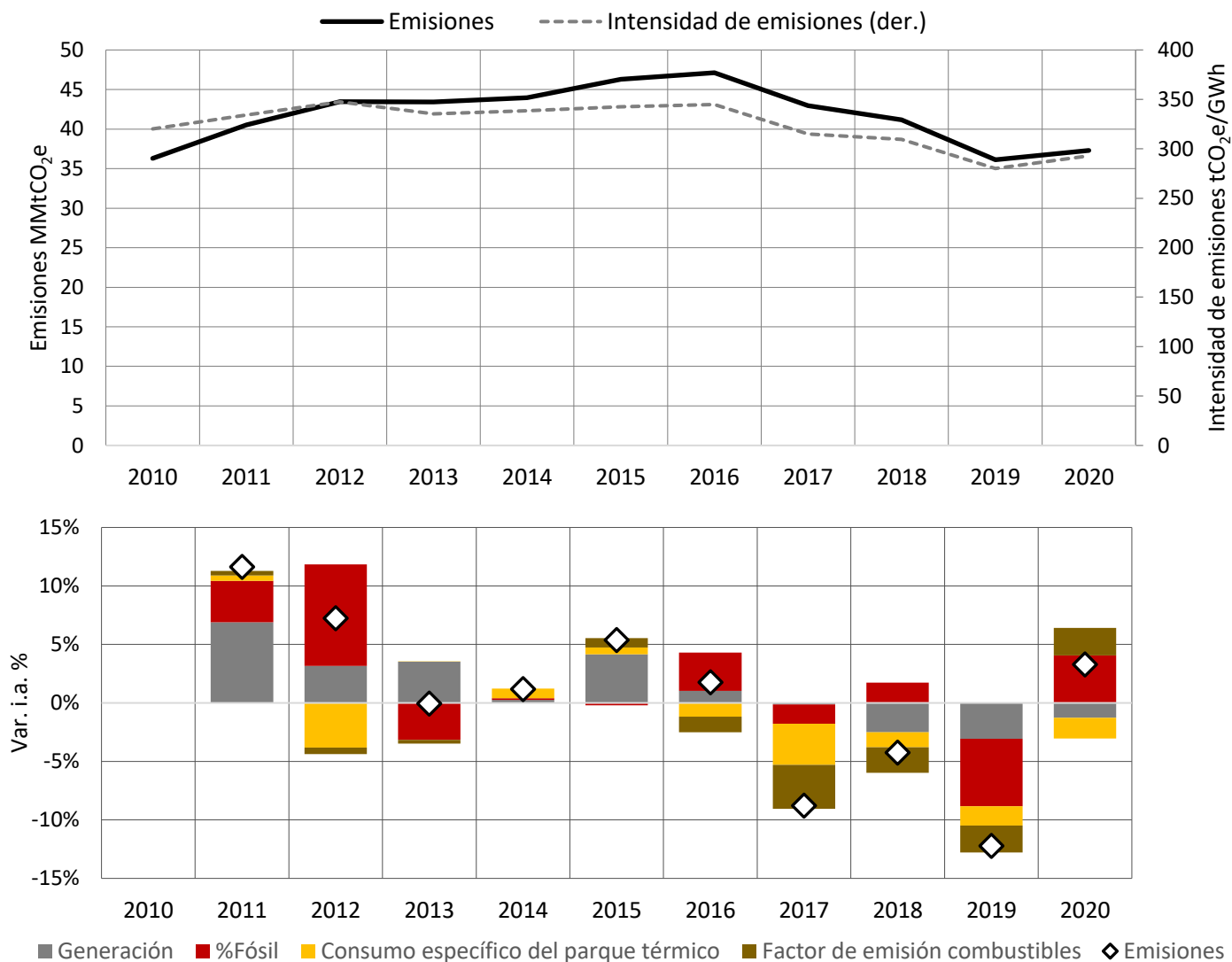
Elaboración propia sobre la base de datos de CAMMESA.

Respecto de los factores determinantes de esta evolución, se destacan como fuerzas impulsoras al alza el incremento de la generación para cubrir la demanda (+18% entre puntas), con un pico de 137,5 TWh en 2018 y la evolución de la generación termoeléctrica fósil (+24%), con un fuerte incremento hasta 2012 y estabilizada desde entonces, mientras que tanto el consumo específico del parque termoeléctrico (-11%

entre puntas) y el factor de emisión ponderado de los combustibles fósiles (cuyo comportamiento está vinculado con la participación del gas natural sobre el total de los fósiles quemados) disminuyó 7% entre 2010 y 2020.

La figura 6 muestra la variación interanual de cada uno de los factores enumerados y de la intensidad de emisiones de GEI de la generación eléctrica (IEGE).

Figura 6: Emisiones de GEI del parque de generación eléctrica, su intensidad y la variación de sus determinantes.



Elaboración propia sobre la base de datos de CAMMESA.

Como puede observarse, el período 2011-2012 se destaca por el incremento de la generación y de la participación de la generación termoeléctrica sobre el total, que en 2012 fue parcialmente compensada por el incremento de la eficiencia del parque térmico.

A partir de 2016 se observa una disminución sostenida tanto del nivel como de la intensidad de emisiones de la generación, impulsada principalmente por el incremento de la eficiencia del parque (cierres de ciclos combinados), la disminución del factor de emisión promedio ponderado (mayor disponibilidad de gas natural), y los menores requerimientos para el parque termoeléctrico (incorporación de potencia renovable, ingreso de la Central Nuclear Embalse luego de su extensión de vida útil, del ingreso la Central Nuclear Atucha II (2014), y retracción de la demanda).

Finalmente, se observa en 2020 un incremento de los requerimientos al parque termoeléctrico (baja hidráulica, salida de la CH Futaleufú debido a restricciones de transmisión y salida transitoria de servicio

de la CN Atucha), que se dio en conjunción con una menor demanda eléctrica y el ingreso de renovables y cierres de ciclos combinados.

En el primer semestre de 2021, el incremento de la demanda eléctrica y los consecuentes requerimientos adicionales de generación se combinaron durante el semestre analizado por la baja hidraulicidad (principalmente en las cuencas del Comahue y ríos Paraná y Uruguay), que redujo 15,6% la generación hidroeléctrica entre ambos semestres (-509 MW medios), y por las paradas planificadas de las centrales nucleares de Embalse y Atucha 2 (-22,3% de generación nuclear, -279 MW-medios).

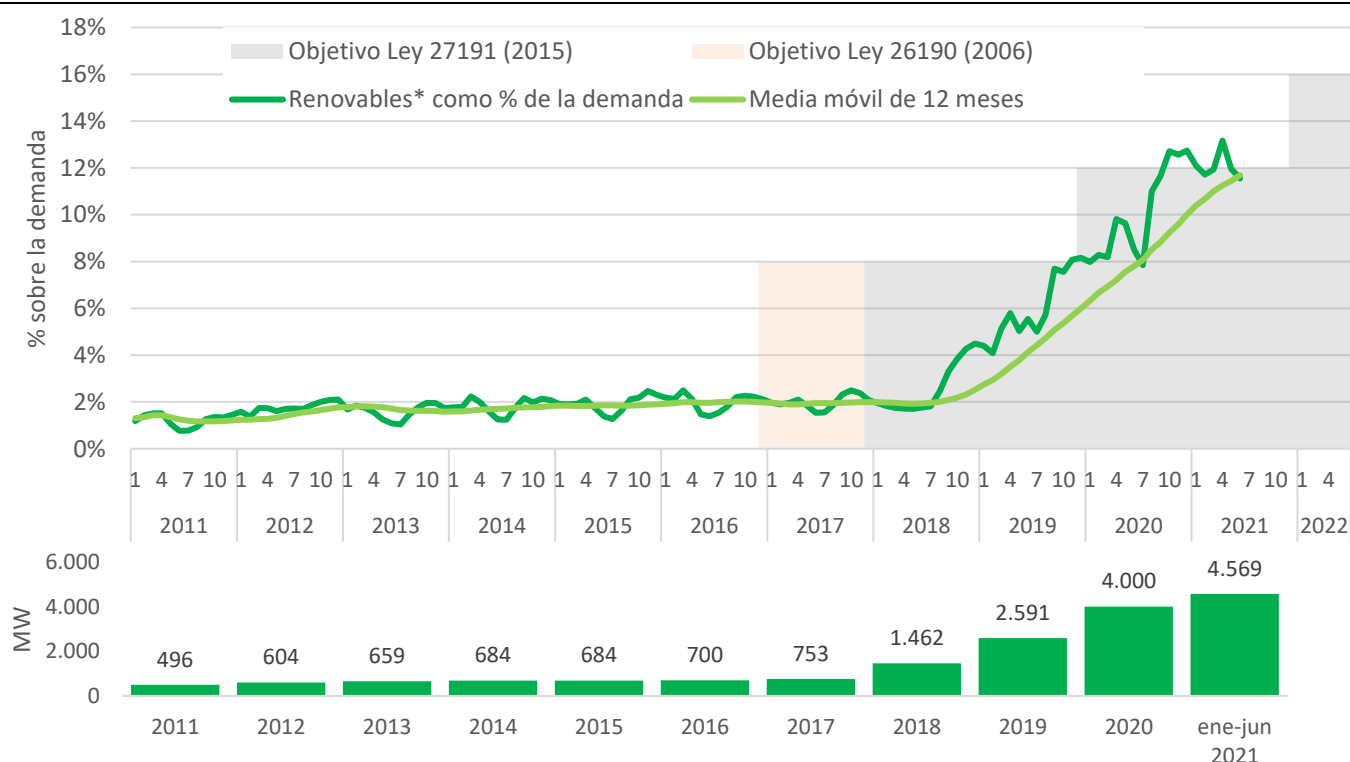
Por su parte, el ingreso de 1.456 MW de renovables entre ambos períodos (1.071 MW eólica, 301 MW solar, 80 MW biomasa y biogás y 4 MW de hidráulica de potencia menor a 50 MW), incrementaron 45,8% la generación renovable (excluyendo la gran hidroelectricidad), compensando 574 MW medios de los 788 no disponibles por la pérdida de generación nuclear e hidro y desplazando en el período el equivalente a entre 9,6 MMm³/d GNe y 11,3 MMm³/d GNe¹¹.

-Incorporación de potencia a partir de fuentes renovables

Respecto de la generación libre de emisiones de combustión, adicionalmente a los factores mencionados vinculados con la hidraulicidad y las centrales nucleares, la figura 7 ilustra la incorporación de potencia para la generación eléctrica a partir de fuentes renovables contempladas en la Ley 27.191 (es decir, excluyendo la hidroelectricidad de potencia mayor a 50 MW) y la equivalencia de su generación en términos del porcentaje de la demanda doméstica.

Como se muestra en las áreas sombreadas, la Ley 27.191 estableció objetivos de generación en términos de su equivalencia con la demanda, que al 31 de diciembre de 2018 debía alcanzar el 8%, al 31 de diciembre de 2019 el 12% y al 31 de diciembre de 2021 el 16%. A pesar de un incremento que a la fecha sextuplica la penetración de estas fuentes observada en 2017, esta equivale al 12,0% de la demanda, lo que dificulta el cumplimiento de la ley y el objetivo de alcanzar el 20% de la generación en 2025.

Figura 7: Porcentaje de generación renovable sobre la demanda de energía eléctrica y potencia incorporada



* Excluye hidroelectricidad > 50 MW

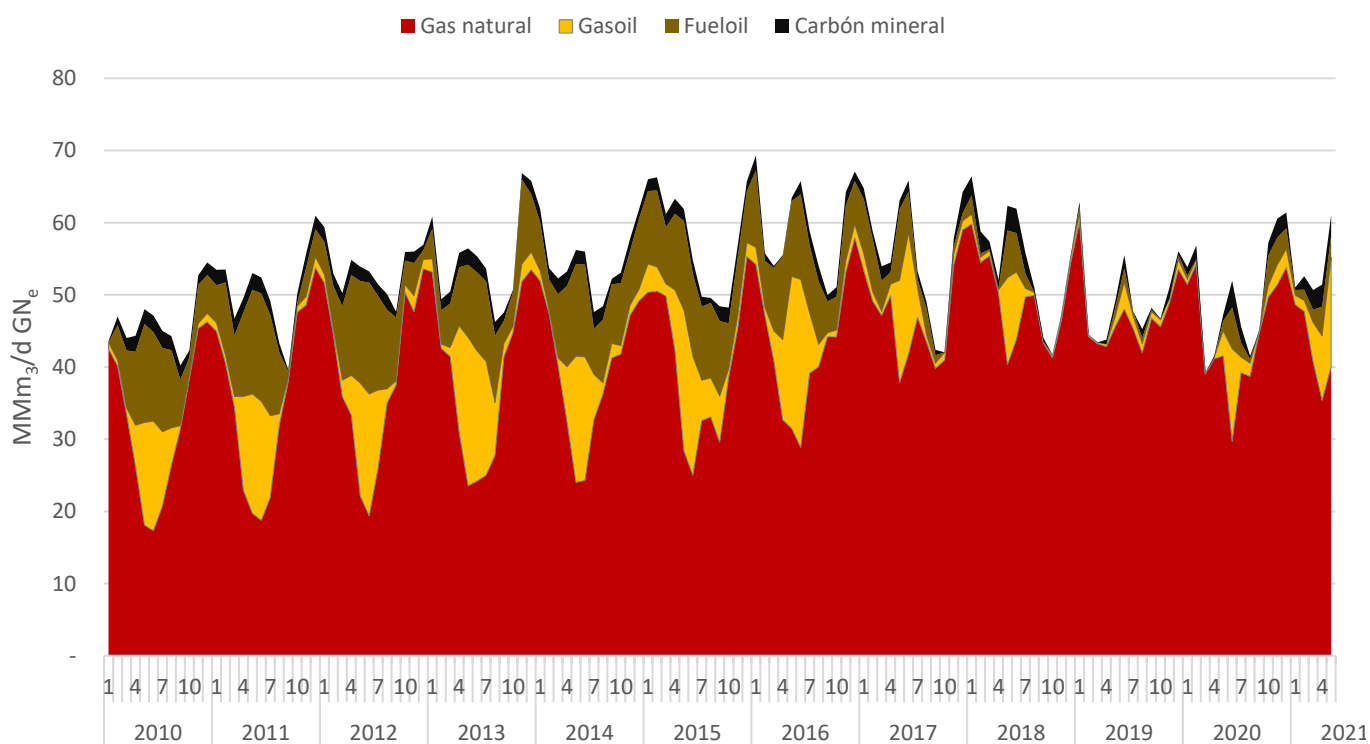
Elaboración propia sobre la base de datos de CAMMESA y las leyes 26.190 y 27.191.

¹¹ Según se compute en función del consumo específico medio del período del parque térmico (1.839 kcal/kWh) o el consumo específico marginal correspondiente al 10% de la generación termoeléctrica (2.113 kcal/kWh).

Respecto de los combustibles quemados para generación, entre 2010 y 2021 (ver figura 8), el mayor requerimiento de combustibles se produjo en el año 2016, alcanzando los 58,9 MMm³/d GN_e en promedio anual, valor que disminuye desde entonces debido a los factores mencionados con anterioridad. Por su parte, la mayor participación de los combustibles alternativos (gasoil, fueloil y carbón mineral) sobre el total quemado se produjo en el año 2015, alcanzando el 31% en promedio anual sobre el total, y que debido a la mayor disponibilidad de gas natural y a los menores requerimientos termoeléctricos, alcanzó en 2019 un valor mínimo anual del 4,5%, cubriéndose el 95,5% restante con gas.

Durante el primer semestre de 2021, que no captura los meses más fríos de invierno, en los cuales la demanda del resto de los sectores disminuye la disponibilidad de gas natural para generación, los combustibles alternativos alcanzaban el 19% del abastecimiento para generar energía mediante máquinas termoeléctricas (excluyendo la nuclear, biomasa y biogás).

Figura 8: Quema de combustibles para generación termoeléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista

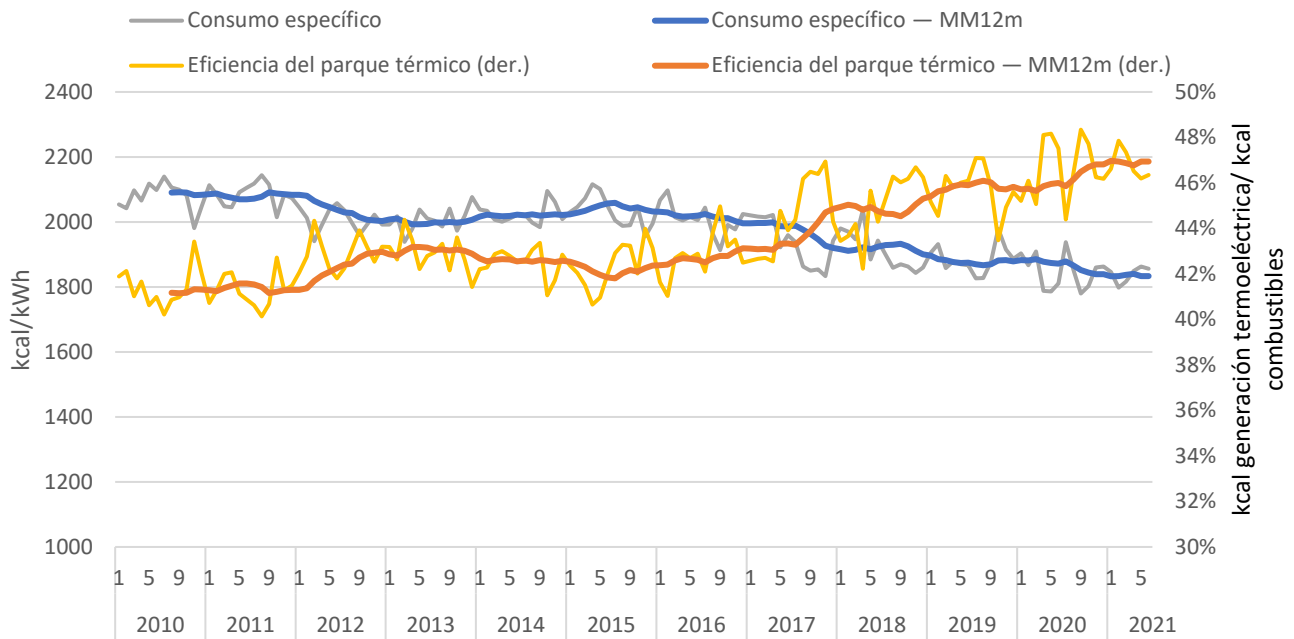


Elaboración propia sobre la base de datos de CAMMESA.

Por último, en la figura 9 se aprecia la evolución del consumo específico del parque termoeléctrico y su contraparte, la eficiencia en la generación. La evolución del consumo específico del parque termoeléctrico disminuye sostenidamente desde 2011 (en promedio anual), con una leve interrupción en 2015, y se ubicaba en el primer semestre de 2021 en 1.839 kcal/kWh (eficiencia del 47%), 12% por debajo del máximo (2.087 kcal/kWh, o una eficiencia promedio del 41%).

Cabe destacar que un eventual incremento de la demanda eléctrica podría estabilizar el nivel actual o revertir ligeramente esta tendencia en el corto plazo debido a mayores requerimientos termoeléctricos, el despacho de máquinas menos eficientes o el incremento de la utilización de combustibles alternativos.

Figura 9: Consumo específico medio y eficiencia del parque termoeléctrico fósil en el Mercado Eléctrico Mayorista.



Elaboración propia sobre la base de datos de CAMMESA.

Conclusiones

1. El indicador de intensidad de emisiones de las ventas energéticas (IEVE) muestra dos cambios de tendencia relevantes en el último quinquenio: el primero desde mediados de 2017 hasta septiembre de 2019, con una disminución sostenida en la intensidad de emisiones, de 2,91 tCO₂e/tep a 2,70 tCO₂e/tep (-7%) y el segundo con una reversión de la tendencia desde octubre de 2019 a la fecha, vinculada en gran medida con la baja hidraulicidad, la escasez de gas natural y el cambio de corte de biocombustibles, entre otros factores.
2. El indicador de intensidad de emisiones de la generación eléctrica (IEGE) experimentó una disminución sostenida desde mediados de 2017 hasta fines de 2019, desde aproximadamente 345 tCO₂e/GWh hasta un nivel de 272 tCO₂e/GWh (-21,2%), manteniéndose estable en 2020, con un incremento interanual del 11,5% en el primer semestre de este año, debido a un mayor despacho termoeléctrico, con una baja hidraulicidad y una menor disponibilidad de gas natural, compensado parcialmente por la fuerte penetración de la energía eólica y solar.
3. Entre 2016 y el primer semestre de 2021 se incorporaron 3.869 MW de potencia para la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, hasta alcanzar los 4.569 MW. A pesar de este incremento, que a la fecha sextuplica la penetración de las nuevas fuentes de energía renovables para generación de electricidad observada en 2017, esta equivale actualmente al 12,0% de la demanda, y si bien parece dificultarse el cumplimiento del objetivo de satisfacer el equivalente al 20% de la demanda a partir de estas fuentes en 2025, en el primer semestre de este año estas fuentes desplazaron un volumen del orden de los 10 MMm³/d GNe de combustibles líquidos.