

Subsidios a los combustibles fósiles y transición energética en la Argentina

AUTORES:

Gabriel Blanco

Daniela Keesler

Nicolas Diaz Almassio

NOVIEMBRE 2021



Centro de Tecnologías Ambientales y Energía
Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires
Argentina

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	7
INTRODUCCIÓN	9
EVOLUCIÓN DE LOS SUBSIDIOS AL SECTOR ENERGÉTICO EN ARGENTINA	10
PLANES DE ESTÍMULO A LA PRODUCCIÓN DE GAS LOCAL	10
SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO	18
I. Potencia instalada	20
II. Generación eléctrica	22
III. Demanda	22
IV. Combustibles	24
V. Costos	24
ENARSA/IEASA	26
YACIMIENTO CARBONÍFERO RÍO TURBIO (YCRT)	28
GASTO TRIBUTARIO	29
OTROS SUBSIDIOS ENERGÉTICOS	30
I. Gas Residencial y GLP	30
II. Compensaciones a las distribuidoras de gas	31
III. Otros subsidios	31
TOTAL SUBSIDIOS ENERGÉTICOS	31
SUBSIDIOS AL TRANSPORTE	32
I. Automotor	32
II. Aero comercial y ferroviario	32
BALANZA COMERCIAL ENERGÉTICA	33
EVOLUCIÓN DE LA CARTERA TOTAL DE SUBSIDIOS A LA ENERGÍA	35
SUBSIDIOS POR UNIDAD DE ENERGÍA FINAL CONSUMIDA	36
ESCENARIOS ENERGÉTICOS PARA LA ARGENTINA	37
CONSIDERACIONES PARA LA ELABORACIÓN DE ESCENARIOS	38
I. Escenario tendencial	38
II. Escenario alternativo	39

ANÁLISIS DE COSTOS PARA EL ESCENARIO TENDENCIAL Y EL ESCENARIO ALTERNATIVO	41
I. Costos escenario tendencial	43
II. Costos escenario alternativo	43
III. Diferencia de costos entre escenarios	45
SUBSIDIOS ACTUALES VS. ESCENARIO ALTERNATIVO	47
COMPARATIVA ENTRE LOS SUBSIDIOS PROYECTADOS Y LOS DIFERENTES COMPONENTES DEL ESCENARIO ALTERNATIVO	49
I. Generación eléctrica renovable	49
II. Producción de hidrógeno verde	49
III. Infraestructura para el transporte de energía eléctrica	50
IV. Movilidad eléctrica	51
V. Transformación de la demanda residencial	52
SUBSIDIOS PARA EL FOMENTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	52
POBREZA ENERGÉTICA Y SUBSIDIOS	54
COMENTARIOS FINALES	57
ANEXO I	58
Empresas beneficiarias de los Planes Gas	58
ANEXO II	60
Proveedores de MATER	60
ANEXO III	61
Evolución del precio monómico sancionado de la energía eléctrica	61
ANEXO IV	63
Barril Criollo	63
ANEXO V	65
Precios de la energía	65
BIBLIOGRAFÍA	70

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. Evolución de la oferta interna de energía primaria.	11
FIGURA 2. Demanda de gas natural por sectores en MMm ³ /día.	11
FIGURA 3. Participación porcentual en el consumo de gas por tipo de usuario.	12
FIGURA 4. Producción anual de gas por cuenca.	13
FIGURA 5. Importación de gas natural por origen	14
FIGURA 6. Producción de gas natural por tipo	17
FIGURA 7. Esquema de funcionamiento del MEM	19
FIGURA 8. Evolución de la potencia instalada	21
FIGURA 9. Evolución de la participación de las diversas tecnologías en la generación eléctrica	22
FIGURA 10. Evolución de la demanda eléctrica	23
FIGURA 11. Demanda de energía eléctrica por tipo de usuario	23
FIGURA 12. Consumo de combustible para generación eléctrica	24
FIGURA 13. Evolución del precio monómico y del precio estacional sancionado	25
FIGURA 14. Gas importado en MMm ³ /día y millones de USD anuales	27
FIGURA 15. Evolución precio gas natural Henry Hub	27
FIGURA 16. Producción anual de carbón (T) y subsidio en USD/T	29
FIGURA 17. Evolución del Gasto Tributario relacionado al sector energético	29
FIGURA 18. Subsidios energéticos	32
FIGURA 19. Balanza comercial energética	33
FIGURA 20. Importaciones de energéticos en porcentaje	34
FIGURA 21. Exportaciones de energéticos en porcentajes	35
FIGURA 22. Participación porcentual de cada línea de subsidio en los subsidios anuales totales	35
FIGURA 23. Participación porcentual de cada línea de subsidios en el total del monto subsidiado en el período 2010-2020	36
FIGURA 24. Energía final consumida en ktep/año, subsidios totales al sector energético en Millones USD/año y relación entre ambas series históricas en USD/tep.	36
FIGURA 25. Nivel subsidiado promedio por unidad de energía final consumida en el período 2010-2020	37
FIGURA 26. Transformación de la demanda final de energía	40
FIGURA 27. Transformación de la oferta primaria de energía	41

FIGURA 28. Esquema de costos analizados en cada escenario	42
FIGURA 29. Inversiones anuales por rubro para el escenario tendencial (valores medios)	43
FIGURA 30. Costo porcentual total acumulado para el escenario tendencial	44
FIGURA 31. Inversiones anuales por rubro para el escenario alternativo (valores medios)	44
FIGURA 32. Costo porcentual total acumulado para el escenario tendencial	45
FIGURA 33. Costos mínimos/medios/máximos acumulados a 2050 diferenciados por cada rubro principal para los escenarios analizados	45
FIGURA 34. Rango de costos de ambos escenarios, diferencia entre ambos, y rango de subsidios del escenario alternativo	46
FIGURA 35. Costo medio por unidad de energía (USD/tep)	47
FIGURA 36. Energía final demandada y rango de posibles subsidios anuales para el escenario tendencial	48
FIGURA 37. Energía final demandada y rango de posibles subsidios anuales para el escenario alternativo	48
FIGURA 38. Costos de generación eléctrica renovable y subsidios para el escenario alternativo	49
FIGURA 39. Costos de producción de hidrogeno verde y subsidios para el escenario alternativo	50
FIGURA 40. Costos de ampliación de infraestructura para el transporte de energía eléctrica y subsidios para el escenario alternativo.	51
FIGURA 41. Costos de transformación a movilidad eléctrica y subsidios para el escenario alternativo	51
FIGURA 42. Costos del recambio de equipamiento de la demanda residencial y subsidios para el escenario alternativo.	52
FIGURA 43. Cantidad de viviendas con instalación solar fotovoltaica	53
FIGURA 44. Porcentaje de energía generada en relación con el consumo residencial	53
FIGURA 45. Costo de instalación de la generación distribuida fotovoltaica vs. subsidios totales y subsidios a CAMMESA	54
FIGURA 46. Porcentaje de los ingresos destinados al pago de energía por decil para cada escenario	56
FIGURA 47. Monto de la energía consumida por los hogares a cubrir con subsidios según el indicador del 10%	57

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. Consumo de gas por tipo de usuario	12
TABLA 2. Gas importado en MMm ³ /día discriminado por origen	13
TABLA 3. Evolución de la producción de gas por tipo de recurso	16
TABLA 4. Pagos devengados por los diversos planes de estímulo	17
TABLA 5. Subsidios a la producción de gas USD/MMm ³	18
TABLA 6. Evolución de la potencia instalada del MEM	20
TABLA 7. Evolución de la potencia instalada del MEM por grupo de tecnología	20
TABLA 8. Costo en \$/MWh	25
TABLA 9. Subsidios devengados a CAMMESA	26
TABLA 10. Montos devengados en USD ENARSA/IEASA	28
TABLA 11. Montos devengados en USD a YCRT	28
TABLA 12. Montos devengados en USD a Consumos Residenciales de GLP	30
TABLA 13. Montos devengados a Fondo Fiduciario Consumidores Residenciales de Gas	30
TABLA 14. Montos devengados en USD a Compensación Distribuidoras de Gas	31
TABLA 15. Montos devengados en USD a otros sin especificar	31
TABLA 16. Montos devengados en USD al sector transporte automotor	32
TABLA 17. Montos devengados en USD al sector transporte aerocomercial y ferroviario	33
TABLA 18. Importaciones de energéticos en millones USD	34
TABLA 19. Exportaciones de energéticos en millones de USD	34
TABLA 20. Ingreso medio por decil en AR\$ en Argentina 4° trimestre 2020	55

RESUMEN EJECUTIVO

El modelo energético actual de la Argentina, basado fundamentalmente en combustibles fósiles, es parte de un modelo de desarrollo que nos acompaña desde la época de la colonia, con explotación intensiva de bienes naturales y otros servicios que la naturaleza nos ofrece, degradándolo, sin entender (o sin querer entender) sus consecuencias sociales, económicas y ambientales.

La Argentina necesita salir de este modelo energético, concentrado y contaminante, a la luz también de los compromisos internacionales en materia de cambio climático a partir de la firma del Acuerdo de París. Pero más allá de estos compromisos asumidos formalmente y que deberán cumplirse, la Argentina, como el resto de los países, tiene un compromiso ético con las generaciones actuales y futuras.

Este modelo energético requiere, además, capitales y tecnologías no disponibles en nuestro país. Esto lleva, a su vez, a golpear las puertas de grandes corporaciones o de otros estados para que inviertan en el sector, imponiendo condiciones no sólo regulatorias sino también de rentabilidad. Los gastos en forma de subsidios desde el presupuesto nacional a los combustibles fósiles tienen, en parte, la función de asegurar esa rentabilidad. Subsidios que no dejan como contrapartida, ni equidad en el acceso a energías limpias y seguras, ni desarrollo de capacidades y tecnologías locales que contribuyan al desarrollo territorial, ni tampoco soberanía energética a pesar de contar con recursos energéticos endógenos.

Este trabajo ofrece un análisis de los actuales subsidios a los combustibles fósiles, proyectando su posible redireccionamiento como fuente de financiamiento de la transición energética hacia una matriz diversificada, descentralizada, basada en recursos energéticos renovables, baja en emisiones, y que promueva el desarrollo territorial, de capacidades y de tecnologías locales.

Los resultados obtenidos en este trabajo, surgidos de comparar la proyección de subsidios con distintos componentes de un escenario energético alternativo que lleva a la carbono neutralidad del sector a 2050, resultan interesantes como disparadores de la discusión sobre la transición energética.

La proyección de subsidios a 2050 realizada a partir de la serie histórica y por unidad de energía primaria, representa algo más de 20 mil millones de dólares anuales. Este monto sería suficiente para cubrir un gran porcentaje de los gastos de transformar la generación eléctrica actual a generación eléctrica renovable, y considerando sólo la proyección de los subsidios a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S. A. (CAMMESA), éstos podrían solventar totalmente la primera década de esta transformación.

Tomando otras comparaciones, la proyección del total de subsidios podría cubrir sobradamente el costo de la infraestructura en tendidos eléctricos que necesitaría dicho escenario, mientras que la proyección de los subsidios destinados a CAMMESA muestra que éstos cubrirían la totalidad del costo de infraestructura de transporte de energía eléctrica hasta el año 2040, y más del 50% desde ese año hasta 2050. La proyección de los actuales subsidios también podría redireccionarse para cubrir gran parte de la transformación del parque automotor a vehículos eléctricos, en particular los subsidios al sector transporte podrían cubrir entre un 30 y 40% del total del costo asociado a esta transformación. La proyección de los subsidios a CAMMESA podría financiar el total del costo de inversión de las instalaciones fotovoltaicas residenciales. El total de los subsidios cubriría ampliamente el costo de producción de hidrógeno verde a partir de energía eléctrica de origen renovable, mientras que si se toma sólo la proyección de los subsidios destinados a la producción e importación de gas natural se cubriría casi el 50% de la producción de hidrógeno necesaria para cubrir la demanda de gas natural de las grandes industrias. Por último, y como se muestra también, la proyección de los subsidios permitiría eliminar la pobreza energética en el país.

La factibilidad política de este redireccionamiento de subsidios es una discusión que no se aborda en este documento, pero que es imprescindible para que la transición sea justa para los trabajadores del sector y los usuarios.

La información elaborada y presentada en este documento muestra que hay otros escenarios energéticos posibles, que no sólo son menos costosos que el modelo actual, sino que reducirían la necesidad de financiamiento externo, reducirían drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y producirían múltiples beneficios socioambientales y socioeconómicos. Este trabajo pretende contribuir a esta discusión, y al proceso de toma de decisión. Decisiones que deberán integrar de manera sistémica las múltiples dimensiones del desarrollo, asegurando la integridad socioambiental, y la sostenibilidad en su sentido más amplio.

INTRODUCCIÓN

Este trabajo se inscribe dentro del debate sobre el modelo energético actual, basado fundamentalmente en combustibles fósiles, y en menor medida en energía nuclear y grandes represas hidroeléctricas. Un modelo que presenta una gran concentración de capitales y tecnologías, y que genera gastos en forma de subsidios desde el presupuesto nacional sin dejar, como contrapartida, equidad en el acceso a energías limpias y seguras, desarrollo de capacidades y tecnologías locales que contribuyan al desarrollo territorial, ni tampoco soberanía energética a pesar de contar con recursos energéticos endógenos. Los subsidios a los combustibles fósiles (Res. 46/17 y el Plan Gas 4), están dirigidos no sólo a la explotación de hidrocarburos no convencionales, sino también a la explotación de hidrocarburos convencionales, y más recientemente de hidrocarburos *offshore* sobre la plataforma continental argentina.

La Argentina parece haber decidido avanzar en el pleno desarrollo de sus reservas de hidrocarburos no convencionales en la formación de Vaca Muerta explotados a través de la técnica del fracking. Algunos expertos reclaman que el petróleo y el gas de Vaca Muerta son necesarios como parte de una transición hacia otras formas de energía. Pero la historia muestra que una vez que se disponen capitales para esta explotación es muy difícil salir de ella ya que los activos quedan varados en equipamiento e infraestructura de muy largo plazo. Los contratos de explotación en Vaca Muerta por 30 años o más con las compañías petroleras así lo demuestran.

La Argentina necesita salir de este modelo energético, concentrado y contaminante, a la luz también de los compromisos internacionales en materia de cambio climático a partir de la firma del Acuerdo de París. Pero más allá de estos compromisos asumidos formalmente y que deberán cumplirse, la Argentina, como el resto de los países, tiene un compromiso ético con las generaciones actuales y futuras, y para ello tiene que mitigar las causas y reducir los riesgos de los impactos que el cambio climático genera.

Este trabajo ofrece un análisis de los actuales subsidios a los combustibles fósiles, proyectando su posible redireccionamiento como fuente de financiamiento para apalancar la transición energética hacia una matriz diversificada, descentralizada, basada en recursos energéticos renovables, baja en emisiones, y que promueva el desarrollo territorial, de capacidades y de tecnologías locales.

EVOLUCIÓN DE LOS SUBSIDIOS AL SECTOR ENERGÉTICO EN ARGENTINA

Según la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), los subsidios pueden definirse como “el resultado de una acción de gobierno que confiere una ventaja a los consumidores o productores con el objetivo de complementar sus ingresos o reducir sus costos” en un mercado determinado.

Existen múltiples formas de subsidios: entre ellas, herramientas de política tan disímiles como exenciones y rebajas impositivas, el acceso preferencial a mercados, exoneraciones selectivas de estándares regulatorios o transferencias monetarias directas (tanto a usuarios como a empresas productoras de bienes o prestatarias de servicios).

En el presente trabajo se realizó una primera aproximación identificando y cuantificando la composición de los subsidios que el Estado Nacional destina al sector energético y al transporte en el período 2010-2020.

Los subsidios identificados y cuantificados fueron por un lado los destinados al incentivo a la producción local de gas (diversos planes gas y resolución N° 46/2017). Otro ítem importante en este aspecto fueron las transferencias a Integración Energética Argentina SA (IEASA, anteriormente Energía Argentina SA [ENARSA]) para afrontar las importaciones de gas natural desde Bolivia y de gas natural licuado (GNL). Se identificaron algunos subsidios adicionales, tales como al gas licuado del petróleo (GLP) y al gas de red residencial y compensaciones a las distribuidoras de gas por los desfases devaluatorios.

En lo que respecta al sector eléctrico, las principales transferencias identificadas corresponden a CAM-MESA. Yacimientos Carboníferos Río Turbio (YCRT) fue un importante receptor de subsidios en el período analizado. También se analizan los subsidios al transporte automotor.

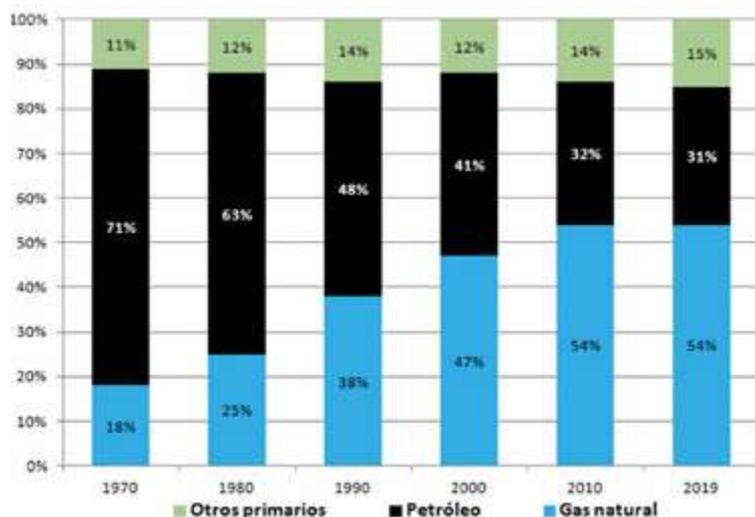
Una mención especial amerita el Gasto Tributario, el cual se refiere al monto de ingresos que el fisco deja de percibir al otorgar un tratamiento impositivo que se aparta del establecido con carácter general en la legislación tributaria, con el objeto de beneficiar o favorecer el desarrollo de determinadas actividades, zonas, contribuyentes o consumos; en particular se analizan la exención de impuestos sobre los combustibles (nafta, gasoil, gas natural comprimido [GNC], biocombustibles).

PLANES DE ESTÍMULO A LA PRODUCCIÓN DE GAS LOCAL

La matriz energética primaria de Argentina ha evolucionado significativamente en el último medio siglo, pasando de una fuerte dependencia del petróleo a depender del gas natural en más de un 50%. Sin embargo, al analizar la Figura 1, cuando nos enfocamos en los otros recursos energéticos primarios, vemos que en 50 años sólo hemos logrado incrementar su participación en 4 puntos porcentuales y que al 2019, el 85% de la oferta de energía primaria de nuestro país sigue estando explicada por hidrocarburos.

La preponderancia lograda por el gas natural se debe a la inserción destacada que tiene este combustible como fuente de energía en varios sectores de la economía, ya que juega un papel trascendental en la generación eléctrica, la producción industrial, el confort hogareño y el transporte, entre otros.

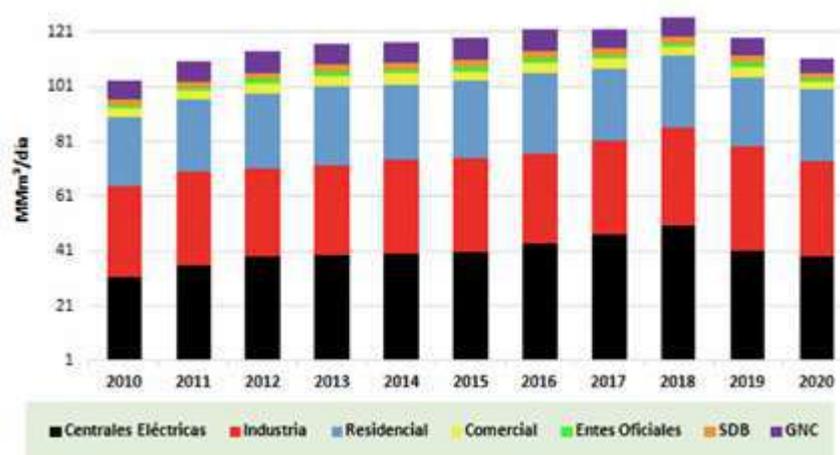
Figura 1. Evolución de la oferta interna de energía primaria



Fuente: Elaboración propia en base a datos IAPG y Balances Energéticos Nacionales.

La evolución de la demanda de gas natural¹ en millones de metros cúbicos por día (MMm³/día) observada en la Figura 2 muestra que el consumo tuvo un crecimiento promedio del 2,5% anual durante el periodo 2010-2018 (los valores numéricos de esta figura se pueden observar en la Tabla 1). El primer dato discordante se da en 2019, cuando la demanda cayó casi un 6% respecto al año anterior. Esta disminución está explicada principalmente por una caída del 17,5% en el consumo de gas por parte de las centrales eléctricas. Esto se debe principalmente a la caída del 2,5% en el producto bruto interno (PBI) durante 2019, lo que provocó que la demanda eléctrica cayera un 3,1%. Otros aspectos que contribuyeron a la menor generación de electricidad de origen térmico fueron la entrada en servicio de la central nuclear de Embalse luego de la extensión de su vida útil² y el ingreso de renovables, que como se puede ver en la Figura 8, representaron el 7% de la generación en el 2019. La segunda caída del 5,55% respecto a 2019 se dio en 2020 como producto de la cuarentena decretada por el coronavirus.

Figura 2. Demanda de gas natural por sectores en MMm³/día



Fuente: Elaboración propia en base a datos ENARGAS.

1. Publicada periódicamente por el ENARGAS en su página web.
2. <http://www.na-sa.com.ar/prensa/la-central-nuclear-embalse-retorn-al-servicio/>

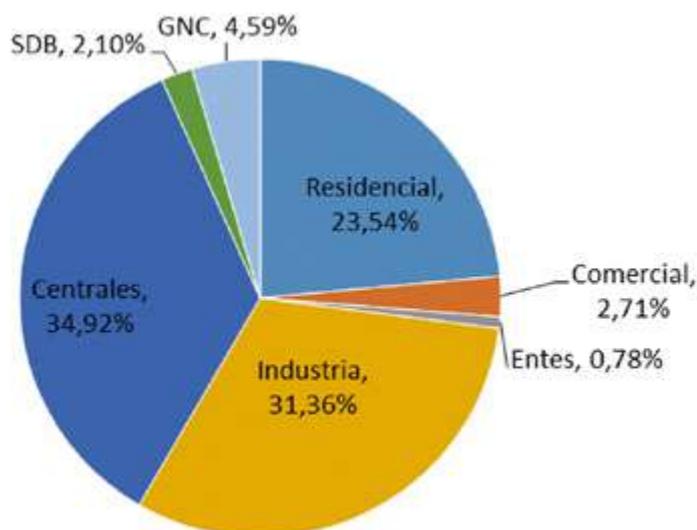
Tabla 1. Consumo de gas por tipo de usuario (millones de m³/día de 9300 Kcal)

	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB	GNC	Total
2010	25,05	3,41	1,17	33,02	31,61	1,99	7,30	103,55
2011	26,17	3,44	1,16	34,32	35,57	2,07	7,55	110,29
2012	27,41	3,71	1,21	32,21	39,08	2,57	7,61	113,80
2013	28,86	3,96	1,23	32,96	39,23	2,89	7,48	116,61
2014	27,69	3,77	1,24	34,12	40,13	2,77	7,63	117,34
2015	28,33	3,70	1,18	34,35	40,34	2,87	7,91	118,69
2016	29,48	3,84	1,28	33,06	43,59	3,01	7,64	121,91
2017	26,37	3,53	1,16	34,24	47,12	2,86	7,01	122,29
2018	26,25	3,46	1,12	35,81	50,14	2,85	6,58	126,22
2019	25,28	4,01	1,15	37,68	41,36	2,71	6,74	118,93
2020	26,19	3,02	0,87	34,90	38,86	2,33	5,11	111,29

Fuente: Elaboración propia en base a datos ENARGAS.

Si convertimos los valores consumidos por cada tipo de usuario a porcentaje, como se muestra en la Figura 3, podemos ver que durante 2020 las centrales eléctricas consumieron el 34,92% del gas; seguidas por la industria con un 31,36%, los consumos residenciales con un 23,54%; y el uso de GNC con un 4,59%. El resto de los sectores (comercial, entes oficiales y subdistribuidores) adicionaron el 5,59% de la demanda.

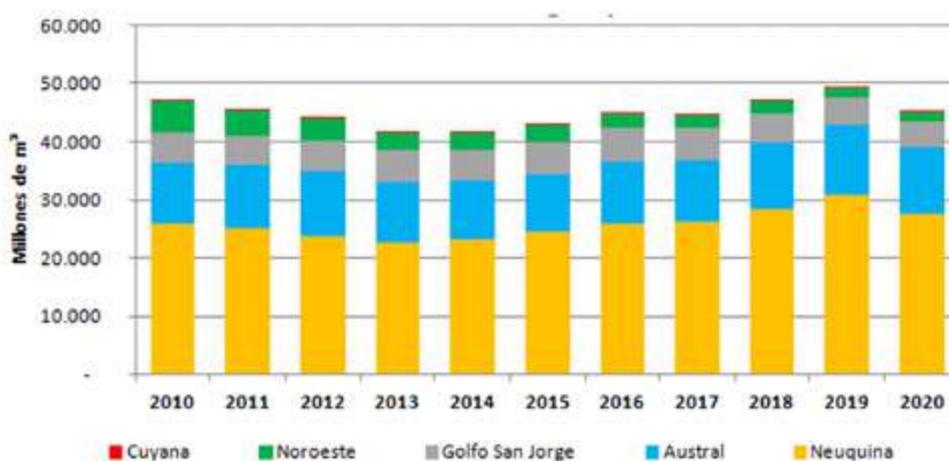
Figura 3. Participación porcentual en el consumo de gas por tipo de usuario



Fuente: Elaboración propia en base a datos ENARGAS.

Por otra parte, en la Figura 4, se observa la serie de la producción local de gas natural en los últimos 11 años. Esta serie muestra una tendencia decreciente hasta el año 2013/2014 y, posteriormente, el inicio del crecimiento hasta finales de 2019, coincidiendo con la aplicación de planes de estímulo a la producción de gas. La producción de gas natural de 2020 cayó 8,6% respecto a 2019, esto representa la tasa de disminución más elevada de la década. A su vez, la producción de 2020 fue 4,3% inferior a la del año 2010 y se redujo 0,4% promedio anual en el periodo 2010-2020³.

Figura 4. Producción anual de gas por cuenca



Fuente: Elaboración propia en base a datos SE

La producción local de gas natural no alcanza a satisfacer el consumo, que es marcadamente estacional, por lo cual la oferta se completa con gas natural importado. Durante el período analizado, se importó gas natural por gasoducto desde Bolivia y marginalmente desde Chile. Además, se inyectó GNL regasificado al sistema desde las terminales de Bahía Blanca y Escobar. En la Tabla 2 se puede ver el detalle diario desde el 2010 al 2020.

Tabla 2. Gas importado en MMm³/día discriminado por origen

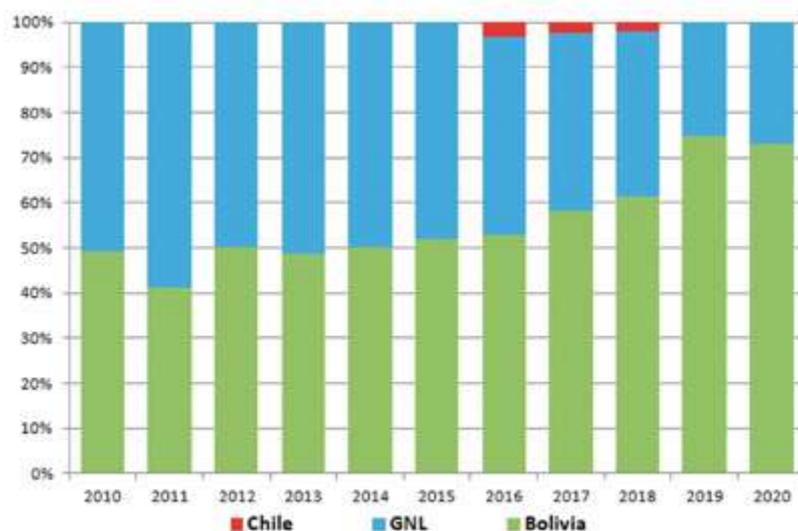
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Bolivia	4,86	7,45	12,49	15,66	15,15	16,36	15,73	18,13	16,48	14,07	14,03
GNL	4,98	10,67	12,43	16,48	15,12	15,20	13,17	12,25	9,77	4,76	5,16
Chile	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,97	0,75	0,59	0,00	0,00
Total	9,84	18,12	24,92	32,14	30,26	31,56	29,87	31,13	26,84	18,83	19,20

Fuente: Elaboración propia en base a datos ENARGAS.

Como se puede apreciar en la Figura 5 durante los primeros 6 años del período analizado, el gas boliviano representaba un 50% del total importado. El otro 50% estaba representado por la regasificación e inyección de GNL (puertos de Escobar y Bahía Blanca). A partir de 2016 la participación del gas natural proveniente de Bolivia en el total importado comienza a incrementarse hasta alcanzar casi un 75% en 2019 y un 73% en 2020.

3. <https://www.iae.org.ar/2021/03/04/informe-anual-de-hidrocarburos-ano-2020/>

Figura 5. Importación de gas natural por origen



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS.

Para revertir la caída que experimentaba la producción local de gas natural hasta 2013/2014, Argentina implementó diversos planes de estímulo que tenían como objetivo incrementar la producción de gas natural local.

A través del Decreto del Poder Ejecutivo Nacional (PEN) N° 1.277/2012⁴, que reglamentaba la Ley 26.741/2012 De Nacionalización De Los Hidrocarburos, se creó la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, que tenía entre sus objetivos:

1. asegurar y promover las inversiones necesarias para el mantenimiento, el aumento y la recuperación de reservas que garanticen la sustentabilidad de corto, mediano y largo plazo de la actividad hidrocarburífera;
2. asegurar y promover las inversiones necesarias para garantizar el autoabastecimiento en materia de hidrocarburos;
3. asegurar y promover inversiones dirigidas a la exploración y explotación de recursos convencionales y no convencionales;
4. asegurar el abastecimiento de combustibles a precios razonables, compatibles con el sostenimiento de la competitividad de la economía local, la rentabilidad de todas las ramas de la producción y los derechos de usuarios y consumidores;
5. asegurar y promover una leal competencia en el sector; y
6. promover un desarrollo sustentable del sector.

4. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/200000-204999/200130/norma.htm>

En el marco de esta Comisión surgió el primer Plan Gas:

Plan Gas I (Resolución CPyCEPNIH N° 01/2013⁵). A principios de 2013, la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (autoridad de aplicación de la Ley 26.741/12), creó el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” (Plan Gas I).

Este programa alcanzaba a todo el gas inyectado por encima del nivel de producción del año base (2012). Las empresas productoras recibieron un precio sostén de 7,5 USD/MMBTU por su inyección excedente, es decir, por encima del nivel base de inyección de cada empresa. La compensación es la que resulta de restar al precio promocionado el precio de venta que la productora obtiene por sus ventas al mercado interno.

Los proyectos tuvieron un plazo máximo de cinco años, prorrogables a petición del beneficiario y sujetos a la decisión de la Secretaría de Energía (SE).

Plan Gas II (Resolución CPyCEPNIH N° 60/2013⁶). Este Plan, reglamentado por la resolución CPyCEPNIH N° 83/2013, surge como un complemento al Plan Gas I para estimular su producción por parte de empresas que, por razones vinculadas a su escala productiva y/o características geológicas de sus yacimientos, no se habían podido incorporar al anterior. La remuneración establecida por la Resolución SE N° 60/2013 variaba entre 4 USD/MMBTU y 7,5 USD/MMBTU según la curva de producción alcanzada por la empresa beneficiaria. La compensación se calcula de igual forma que en el Plan Gas I.

A finales de 2015, se publicó la Resolución CPyCEPNIH N° 185/2015 que reglamentaba el “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas sin Inyección”. Esta norma beneficiaba a aquellas compañías que no contaban con registros de inyección previos. Las empresas recibirían una compensación resultante de la diferencia entre 7,5 USD/MMBTU y el precio de venta en el mercado. Todos estos programas concluyeron el 31 de diciembre de 2017 sin que hayan sido renovados (Einstoss, 2020).

Por su parte, el **Plan Gas III (Resolución MEyM 74/2016⁷)** estaba dirigido exclusivamente a productores de tight y shale gas, al expirar los planes Gas I y II a fines de 2017. Este plan buscaba la continuidad de los precios subsidiados, ya que entre sus requisitos se exigían lo siguiente: a) provenir de una concesión de explotación que haya sido otorgada como consecuencia de un descubrimiento informado con posterioridad a la entrada en vigencia de la Resolución N° 1/2013 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, b) provenir de una concesión de explotación de yacimientos caracterizados como de “Tight Gas” o de “Shale Gas”, o; c) pertenecer a empresas sin registros de inyección de gas natural y que adquiriesen una participación en áreas que pertenezcan a empresas inscriptas al “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” o al “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”, creado por las Resoluciones CPyCEPNIH N° 1/2013 y CPyCEPNIH N° 60/2013, respectivamente pero que durante el período en el que la empresa vendedora hubiese calculado su inyección base, la inyección total proveniente de las áreas en cuestión hubiera sido nula, incluida la adquisición de áreas en su totalidad.

También se derogó la Resolución CPyCEPNIH N° 185/2015, pero los proyectos pendientes fueron incluídos en la Resolución SE N° 74/2016.

Por último, en 2017 se presentó el **Plan Gas No Convencional (Resolución 46-E/2017⁸)**. Su reglamentación se realizó a través de la Resolución 419/2017 y preveía que el Estado reconozca un precio

5. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-1-2013-208430>

6. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-60-2013-222998>

7. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do%3Bjsessionid=COB28400F3DF20010BB282FCAAF819D5?id=261531>

8. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=272266>

diferencial de 7,50 USD/MMBTU en 2018, decreciente (reduciéndose 0,50 USD/MMBTU por año) hasta llegar a 6 USD/MMBTU en 2021, particularmente para las nuevas inversiones en Vaca Muerta. La compensación es la que resulta de restar al precio promocionado el precio promedio ponderado por volumen del total de ventas de gas natural de cada empresa al mercado interno, incluyendo gas de origen convencional y no convencional. Originalmente, el programa se había restringido a la cuenca neuquina. Luego, a través de la Resolución 447-E/2017⁹, se extendió a la cuenca austral.

Finalmente, en abril de 2018, se publicó la Resolución MEyM N° 97/2018 que aprueba el procedimiento de cancelación de las compensaciones pendientes de liquidación y/o pago en el marco de los programas que conformaron los planes de estímulo a la producción de gas.

La Tabla 3 muestra la producción de gas natural desagregada por tipo de recurso entre los años 2010 y 2020. La producción de gas convencional era en 2020 un 44,6% inferior a la del año 2010 y muestra una tasa de disminución promedio anual del 5,2% en los últimos diez años. En contraste, la producción de gas no convencional creció durante todos los años, y llegó a representar casi el 43% de la producción local.

Tabla 3. Evolución de la producción de gas por tipo de recurso

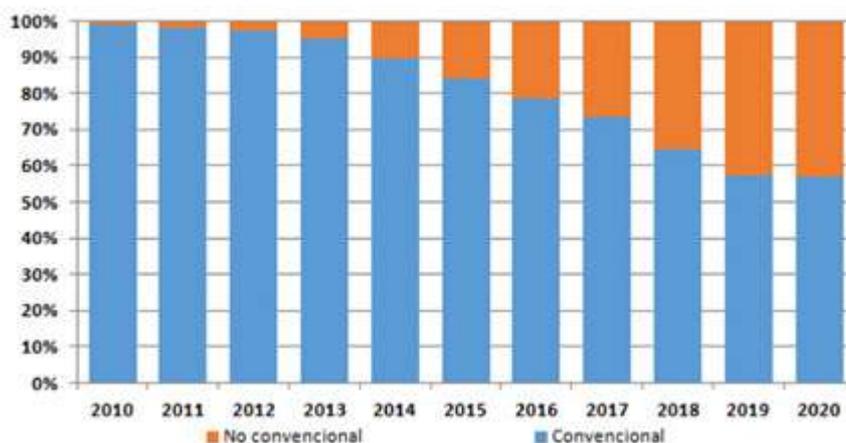
	Total MMm ³	Convencional		No Convencional			
		Convencional	% Convencional	Shale	Tight	No Convencional	% No Convencional
2010	47.108	46.562	98,8%	14	532	546	1,2%
2011	45.528	44.747	98,3%	31	750	781	1,7%
2012	44.124	42.864	97,1%	110	1.150	1.260	2,9%
2013	41.708	39.635	95,0%	216	1.857	2.073	5,0%
2014	41.484	37.225	89,7%	564	3.695	4.259	10,3%
2015	42.905	36.157	84,3%	1.161	5.587	6.748	15,7%
2016	44.988	35.387	78,7%	1.607	7.994	9.601	21,3%
2017	44.656	32.772	73,4%	2.291	9.593	11.884	26,6%
2018	47.014	30.328	64,5%	6.751	9.935	16.686	35,5%
2019	49.348	28.277	57,3%	11.534	9.537	21.071	42,7%
2020	45.096	25.785	57,2%	10.976	8.335	19.311	42,8%

Fuente: Elaboración propia en base a datos SE.

Como se puede observar, en la Figura 6, si realizamos una desagregación de la producción por tipo de recurso convencional y no convencional (shale y tight), la producción de gas natural no convencional muestra una muy buena performance durante la última década y especialmente durante los últimos años. La producción de gas convencional cae en parte por el declino natural de los yacimientos y porque la inversión de los productores locales en exploración es cada vez menor (Einstoss, 2020).

9. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/285000-289999/287368/norma.htm>

Figura 6. Producción de gas natural por tipo



Fuente: Elaboración propia en base a datos SE.

Por lo tanto, como se vio en la Figura 4, los programas de estímulo lograron su objetivo de incrementar la producción de gas, aunque provocaron un cambio fundamental ya que la industria se volcó a la producción de gas no convencional en detrimento del convencional.

En lo que respecta a los recursos que el Estado Nacional destinó a incrementar la producción de gas local, la Tabla 4 muestra los valores devengados en los años 2013-2020. Para alcanzar los mismos se han tomado las erogaciones devengadas vinculadas a los diversos planes mencionados anteriormente, incluso algunos que no se encontraban vigentes, pero de los cuales el Estado sigue abonando deudas asociadas.

La Resolución MEyM N° 46/2017 se comenzó a pagar en 2018. Los años anteriores se realizaron pagos correspondientes a los planes preexistentes, es decir, Planes Gas I, II y III. Como se puede apreciar, la cifra más alta de subsidios otorgados se alcanzó en 2016, cuando se devengaron a favor de las petroleras USD 2921 millones. En 2017 fueron algo más de USD 1200 millones. Durante 2019 y el 2020 el monto devengado fue de USD 570 millones promedio.

Tabla 4. Pagos devengados por los diversos planes de estímulo

Monto/Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Planes anteriores (millones de \$)	6.236	11.299	11.894	43.162	20.398	2.924	2.681	68
Resolución MEyM N° 46/2017 (millones de \$)	0	0	0	0	0	5.566	24.967	40.045
Tipo de cambio promedio año	5,48	8,12	9,27	14,78	16,56	28,11	48,26	70,64
Millones de USD	1.139	1.391	1.283	2.921	1.232	302	573	568

Fuente: Elaboración propia en base a Presupuesto Abierto y ASAP.

El total de los montos devengados a favor de las petroleras en concepto de los planes estímulos a la producción de gas ascendió a USD 9.400 millones aproximadamente.

Con esta información, y con los montos de producción de gas anuales, podemos determinar cuál es el subsidio que el Estado Nacional otorga a MMm³ de gas producido en nuestro país.

Esta estimación se resume en la Tabla 5, en la cual podemos ver la producción total de gas local (convencional y no convencional) y el monto de subsidios devengados anualmente en USD. En la última fila se puede observar que el mayor subsidio a la producción de gas se otorgó en el año 2016, cuando se alcanzaron casi los 65.000 USD/MMm³. El promedio de los 8 años se ubica en aproximadamente 26.700 USD/MMm³.

Tabla 5. Subsidios a la producción de gas USD/MMm³

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Producción de gas MMm³	41.708	41.484	42.906	44.988	44.657	47.021	49.350	45.096
Subsidios millones de USD	1.139	1.391	1.283	2.921	1.232	302	573	568
Subsidios por unidad (USD/MMm³)	27.302	33.528	29.909	64.924	27.588	6.423	11.610	12.592

Fuente: Elaboración propia en base a Presupuesto Abierto y datos de producción SE.

SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO

La Ley N° 24.065/1991 segmentó 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 ofrecían 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 las actividades de *transmisión* y *transformación* de energía eléctrica (que en la ley son nucleadas en una única actividad de transporte), como la actividad de *distribución*, son monopolios naturales de redes y, por tanto, actividades reguladas¹⁰.

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 del 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 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, el traspaso de éstos a tarifa, para dar lugar a un esquema donde la lógica consiste en cargar el costo de los sistemas sobre las grandes demandas (asumiendo que tienen capacidad de pago o de transferir la tarifa a sus propios costos/precio), lo que implicó una alteración del criterio de asignación eficiente de los costos de redes para ir a

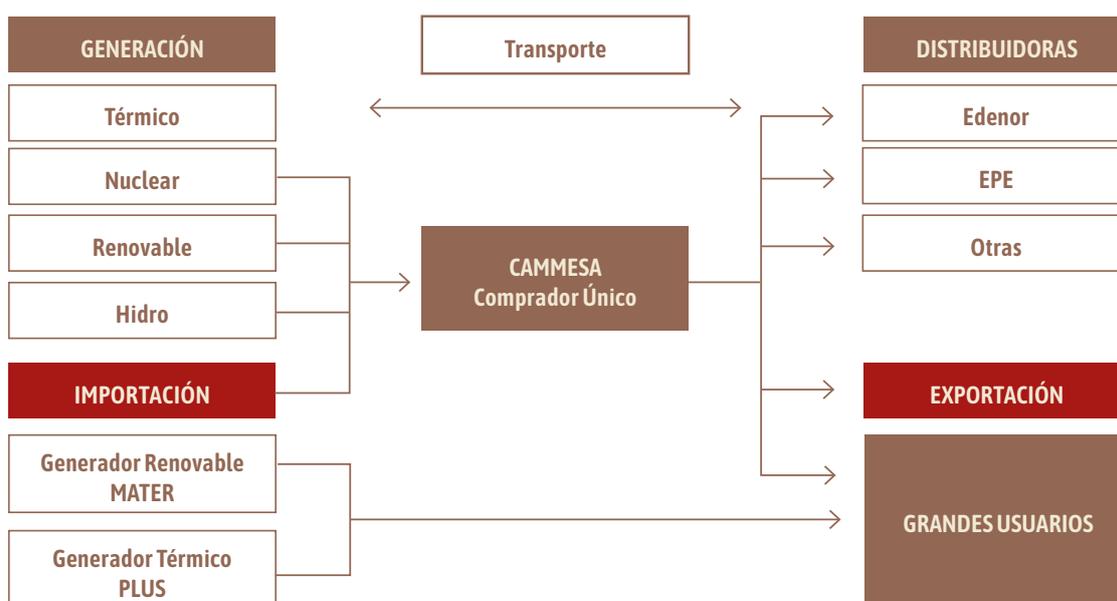
10. Un servicio se considera monopolio natural cuando su prestación solo es económica y/o técnicamente viable al ser realizada por un solo operador en toda el área de servicio. En general los contratos de concesión han resguardado la posibilidad de eliminar la condición de monopolios en determinados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

un esquema de tarificación por bloques crecientes: cuanto mayor sea el uso, más se paga, sin importar la eficiencia en el aprovechamiento de las instalaciones. Este esquema sigue vigente a la fecha.

Los contratos entre privados están suspendidos desde 2013¹¹, cuando CAMMESA asumió la compra de todo el combustible y las centrales térmicas comenzaron a operar a “fasón” (es decir que los generadores solo aportan sus máquinas). Los grandes usuarios, que representan aproximadamente un 17% de la demanda, solo pueden contratar una parte menor de su energía eléctrica de origen térmico a los generadores plus o energías renovables a través del MATER (ver [Anexo II](#)). Esto quiere decir que CAMMESA es la que se encarga de comprar la energía para aproximadamente el 83% de la demanda del país. Por lo tanto, el actual MEM puede caracterizarse como de comprador único.

Esquemáticamente el funcionamiento del MEM actual es el que muestra la figura 7. Esta imagen 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. También, (abajo a la derecha de la figura, 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 7. 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 (PPA por la sigla en inglés del *Power Purchase Agreement*). Es decir, cuando se determina que hay un faltante de capacidad instalada y que puede estar en riesgo el abastecimiento, es CAMMESA quien firma los contratos como la parte compradora.

11. A partir de la Res. N° 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.

I. Potencia instalada

La Tabla 6, elaborada en base a los informes publicados periódicamente por CAMMESA, permite ver que la potencia instalada tuvo un crecimiento de casi el 4% interanual desde 2010 al 2020.

Tabla 6. Evolución de la potencia instalada del MEM

Tipo/año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hidráulica	10.223	10.754	10.794	10.795	10.797	10.739	10.752	10.746	10.790	10.812	10.834
Ciclos Combinados	8.185	8.725	9.191	9.191	9.191	9.227	9.227	10.436	11.034	11.245	13.120
Turbina a gas	3.588	3.493	4.036	4.061	4.035	4.595	5.251	6.030	7.237	7.396	6.298
Turbovapor	4.438	4.445	4.451	4.451	4.451	4.451	4.451	4.451	4.451	4.253	4.254
Nuclear	1.005	1.005	1.005	1.010	1.010	1.755	1.755	1.755	1.755	1.755	1.755
Motor Diesel	607	1.131	1.347	1.388	1.415	1.415	1.834	2.009	1.808	1.653	1.693
Eólica	-	7	109	162	187	187	187	227	750	1.609	2.623
Biogas	-	-	-	-	-	-	17	22	23	42	52
Biomasa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	54
Solar	-	1	6	8	8	8	8	8	191	439	759
Hidráulica Renovable	381	381	381	381	381	439	488	496	498	498	510
Total	28.427	29.942	31.320	31.447	31.475	32.816	33.970	36.181	38.538	39.704	41.952
Crecimiento vs año anterior	4,38%	5,33%	4,60%	0,41%	0,09%	4,26%	3,52%	6,51%	6,51%	3,03%	5,66%

Fuente: Elaboración propia en base a datos CAMMESA.

En el último quinquenio (2020 vs 2015), la potencia instalada total creció casi un 28%. Si agrupamos en grandes grupos de tecnologías, podemos ver en la Tabla 7 que la tecnología térmica experimentó un crecimiento de casi un 29% durante el período 2015-2020, la hidráulica y la nuclear permanecieron casi sin cambios, mientras que las renovables experimentaron un crecimiento de casi un 531%.

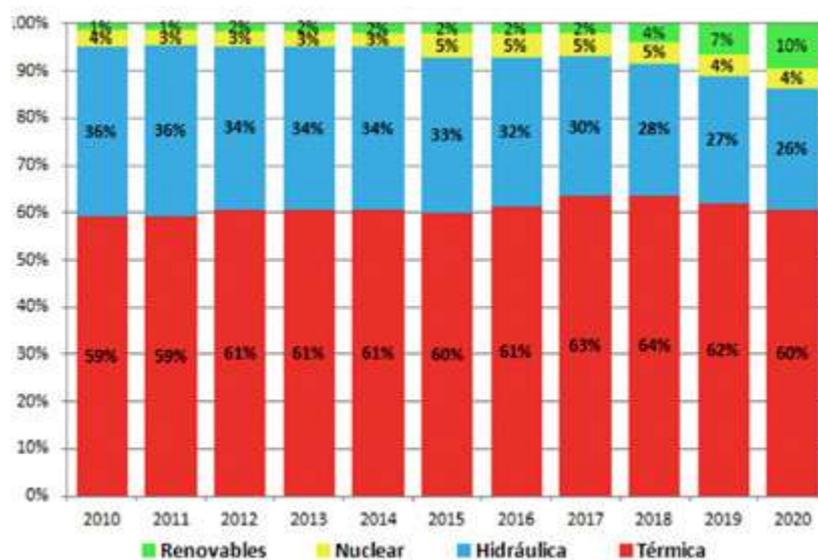
Tabla 7. Evolución de la potencia instalada del MEM por grupo de tecnología

Tecnología / Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Térmica	16.818	17.794	19.025	19.091	19.092	19.688	20.763	22.927	24.531	24.547	25.365
Hidráulica	10.223	10.754	10.794	10.795	10.797	10.739	10.752	10.746	10.790	10.812	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
Renovable	381	389	496	551	576	634	700	753	1.462	2.590	3.998
Total	28.427	29.942	31.320	31.447	31.475	32.816	33.970	36.181	38.538	39.704	41.952

Fuente: Elaboración propia en base a datos CAMMESA.

En la Figura 8, 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. A partir de 2018, comienza el ingreso de energía renovable, que alcanza el 4% al final del año. Para finales de 2019, las renovables ya representaban el 7% de la potencia instalada, porcentaje que ascendió al 10% a fines de 2020.

Figura 8. Evolución de la potencia instalada



Fuente: Elaboración propia en base a datos CAMMESA.

En lo que respecta a la remuneración de potencia instalada, la Resolución de la SE N° 95/2013 profundizó el alejamiento del modelo de mercado competitivo, estableciendo:

1. 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;
2. que los generadores serían remunerados por un esquema de costos fijos más costos variables medios por categoría de generador; y
3. 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, las resoluciones fueron: N° 95/2013, N° 529/2014, N° 482/2015, N° 22/2016, N° 19/2017, N° 1/2019 y N° 31/2020.

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, sigue vigente el esquema que remunera:

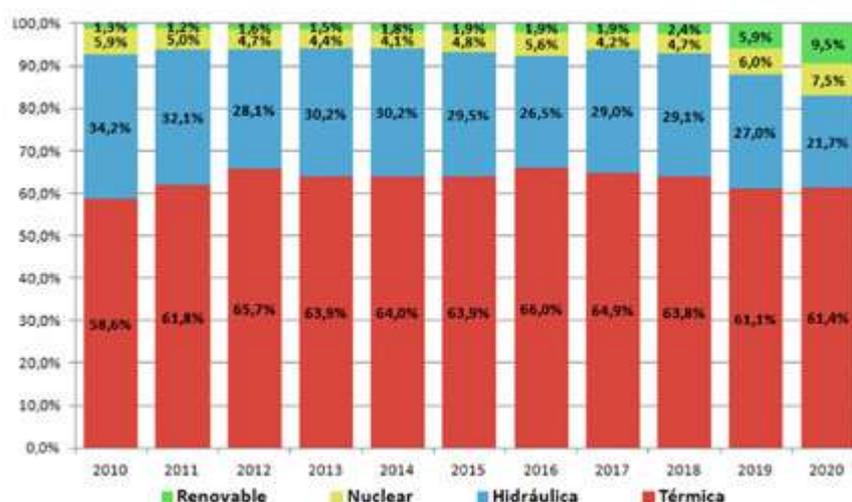
- **Costos Fijos:** Las generadoras reciben mensualmente un pago en concepto de remuneración de costos fijos según su tecnología y escala de producción.

- **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.

II. Generación eléctrica

En la Figura 9 podemos ver la evolución de la generación en los últimos años, esta refleja con bastante precisión la potencia instalada. Durante 2020, las renovables representaron el 9,5% de la energía eléctrica generada.

Figura 9. Evolución de la participación de las diversas tecnologías en la generación eléctrica



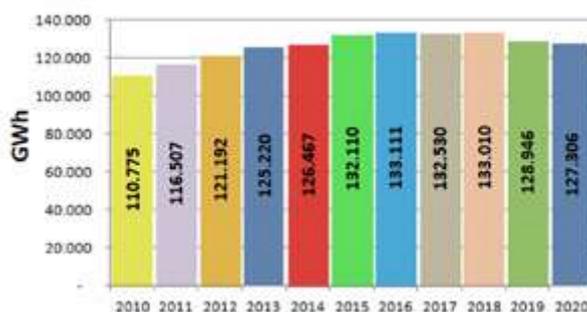
Fuente: Elaboración propia en base a datos CAMMESA

III. Demanda

La demanda eléctrica oscila entre 9500 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 energías renovables, ya que los mejores recursos (eólicos y solares) están lejos de los centros de consumo.

La Figura 10 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.

Figura 10. Evolución de la demanda eléctrica



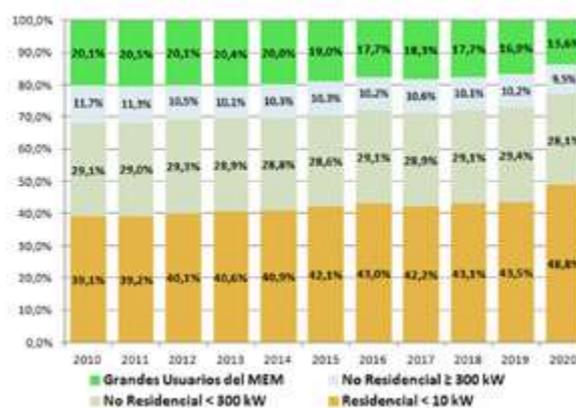
Fuente: Elaboración propia en base a datos CAMMESA.

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 con demandas de potencia menores a 300 kW, y no residencial con demandas de potencia mayores a 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 de este y se clasifican en Grandes Usuarios Mayores (GUMA)¹², Grandes Usuarios Menores (GUME)¹³ y Grandes Usuarios Particulares (GUPA)¹⁴.

La Figura 11 muestra cómo se distribuyó la demanda por tipo de usuarios para el período 2010-2020. Esta distinción es relevante por dos motivos. Por un lado, solo los Grandes Usuarios del MEM pagan el costo mensual que determina CAMMESA por cada MWh de energía consumida. Por otro lado, únicamente los Grandes Usuarios del MEM pueden firmar contratos de energías renovables con generadores privados. En el 2020 puede verse el efecto de la cuarentena en el consumo de electricidad residencial.

Figura 11. Demanda de energía eléctrica por tipo de usuario



Fuente: Elaboración propia en base a datos CAMMESA y ADEERA.

12. GUMA: demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 1 MW, y de energía igual o mayor que 4380 MWh anuales.

13. GUME: demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 kW, y menor a 2000 kW.

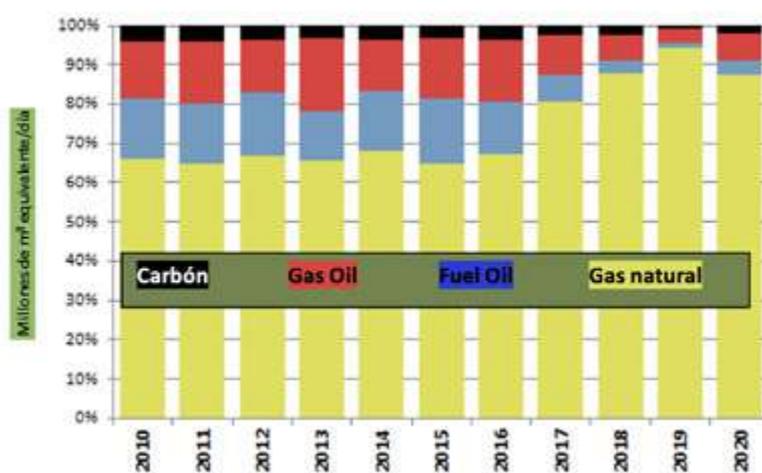
14. GUPA: demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 kW, y menor a 100 kW.

IV. 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.

En la Figura 12 se puede apreciar que desde el 2010 se inicia un período de relativa estabilidad con el gas natural explicando aproximadamente el 70% de los combustibles utilizados. A partir de 2015 se inicia una 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, que se mencionaron anteriormente. En los últimos años las energías renovables también comenzaron a hacer su aporte en el desplazamiento de las energías fósiles de la matriz eléctrica argentina.

Figura 12. Consumo de combustible para generación eléctrica



Fuente: Elaboración propia en base a datos CAMMESA.

Como se mencionó previamente, la Resolución SE N° 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 SE N° 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 N° 12/2019 derogó la Resolución N° 70/2018 restableciendo la vigencia de la Resolución N° 95/2013.

V. Costos

Los costos de generación son la conjunción de tres grandes conceptos analizados en los apartados anteriores: los costos de los combustibles, los costos asociados a diversos PPA firmados por CAMMESA, y los costos de 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 surge de la suma de los costos representativos de producción de energía eléctrica en el MEM, dividida por la demanda total abastecida. La Tabla 8 muestra el costo en \$/MWh de cada MWh consumido por la demanda.

Tabla 8. Costo en \$/MWh

Conceptos	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energía	115,22	119,47	119,76	119,80	119,99	120,00	120,00	228,66	277,71	520,48	720,00
Sobrecostos	84,45	135,05	142,54	176,38	295,26	401,76	711,77	585,88	924,43	1.171,83	1.414,82
Contratos	52,69	53,57	55,89	81,27	122,63	118,73	209,18	232,80	566,38	1.020,80	1.331,53
Potencia y Servicios	18,18	23,18	14,40	14,17	14,42	14,52	16,78	127,78	335,07	548,16	599,33
Transporte	1,72	3,41	2,72	6,20	13,09	14,17	23,24	24,18	80,65	108,20	112,14
Precio Monómico (Ene + Pot + Tran)	272,26	334,68	335,32	397,82	565,40	669,18	1.080,97	1.199,30	2.184,24	3.369,47	4.177,82

Fuente: Elaboración propia en base a datos CAMMESA.

El precio trasladado a tarifa depende de la categoría del usuario¹⁵. 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 verano¹⁶. 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 Valor Agregado de Distribución (VAD) y los impuestos.

La línea roja de la Figura 13 muestra el precio sancionado ponderado anual para cada categoría tarifaria en USD/MWh. Cuando el precio monómico (barra azul) sobrepasa la línea roja, significa que no se recuperan los costos que demanda generar un MWh de energía; por lo tanto, el sistema no recupera los costos e incurre en déficit, motivo por el cual, el Estado Nacional debe subsidiar a CAMMESA.

Figura 13. Evolución del precio monómico y del precio estacional sancionado



Fuente: Elaboración propia en base a informe anual 2020 CAMMESA.

15. Ver clasificación en la sección "III. Demanda", dentro de "Sector eléctrico argentino"

16. CAMMESA, 2020. Los Procedimientos Versión XXVIII. Capítulo II: Precios Estacionales (<https://aplic.cammesa.com/guias/procedimientos/Los%20Procedimientos%20XXVIII.pdf>).

La Tabla 9 muestra los valores transferidos por el Estado Nacional a CAMMESA para hacer frente al déficit que enfrenta la compañía. Para los 11 años bajo análisis, la suma de los fondos requeridos por CAMMESA para hacer frente a sus obligaciones asciende a, aproximadamente, USD 65.000 millones.

Tabla 9. Subsidios devengados a CAMMESA

Monto/Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Tipo de Cambio (TC)	3,91	4,13	4,55	5,48	8,12	9,27	14,78	16,56	28,11	48,26	70,64
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

Fuente: Elaboración propia en base a Presupuesto Abierto y ASAP.

Si tomamos los subsidios transferidos que se muestran en la Tabla 9 y los dividimos por la demanda del período analizado que se muestran en la Figura 10, se obtiene que cada MWh “recibió” un subsidio de 46,86 USD.

Dentro de los subsidios demandados por CAMMESA se incluyen beneficios para industrias electrointensivas, en razón de la aplicación de la Resolución Conjunta N° 122 E/2016 y 312 P/2016.

En una primera ronda, los beneficiarios aplicaron a un cupo de 10.000 MW, por única vez. La segunda ronda fue por 15.000 MWh. La norma establece un descuento sobre el precio que el usuario debe pagarle a CAMMESA. La Resolución N° 528/2017 de la Secretaria de Industria y Servicios, establece la nómina de empresas beneficiadas con la segunda ronda.

A su vez las empresas ultra electrointensivas (3 en el país, Aluar, Globe Metales y Electrometalúrgica Andina) pagan un precio de USD 18/MWh por la energía que le compran a CAMMESA, independientemente del precio monómico resultante.

ENARSA/IEASA

ENARSA fue creada por la Ley N° 25.943/2004¹⁷ con el objeto de llevar a cabo por sí misma, o por intermedio de terceros o asociada a terceros, el estudio, exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y/o gaseosos, el transporte, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados directos e indirectos, así como de la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural y la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica. ENARSA tendría la titularidad de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación sobre la totalidad de las aéreas marítimas nacionales que no se encuentran sujetas a tales permisos o concesiones y podrá intervenir en el mercado a efectos de evitar situaciones de abuso de posición dominante originadas en la conformación de monopolios u oligopolios. A través del Decreto N° 882/2017¹⁸, ENARSA se fusionó con Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. (EBISA) dando origen a IEASA.

IEASA tiene a su cargo la importación por gasoducto de gas natural desde Bolivia¹⁹, y las compras de

17. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/100000-104999/100591/norma.htm>

18. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/285000-289999/285749/norma.htm>

19. En febrero del 2019 Bolivia y Argentina firmaron la cuarta adenda al acuerdo de compra de gas que contemplaba el envío de 16 millones de metros cúbicos diarios (MMm³/día) en mayo y septiembre, de 18 MMm³/día en junio, julio y agosto. La adenda también establece los envíos de 11 MMm³/día de gas natural en el resto del año. La adenda venció el 31/12/2020 y se firmó una nueva.

<http://www.ieasa.com.ar/wp-content/uploads/2019/02/USO-PUBLICO-sobre-la-4ta-adenda-al-contrato-compra-venta-IEASA-YPFB-feb-2019.pdf>. <https://econojournal.com.ar/cntnt/uploads/2021/01/QUINTA-ADENDA-CONTRATO-COMPRA-VENTA-DE-GAS-desde-Bolivia-31.12.2020.pdf>

GNL en el mercado internacional. Este gas luego es regasificado e inyectado a la red en las instalaciones de Escobar y Bahía Blanca.

Figura 14. Gas importado en MMm³/día y millones de USD anuales



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) y ENARGAS.

En la Figura 14 se pueden ver las cantidades de gas importadas (eje izquierdo) y el costo anual en dólares de estas importaciones (eje derecho). Se aprecia que el año en que más gas se importó fue el 2013, cuando se importaron 32 MMm³/día por un total de USD 6121 millones anuales. En los años posteriores, si bien las cantidades importadas promediaron los 30 MMm³/día los valores disminuyeron producto de la caída en el precio internacional del gas.

La Figura 15 muestra la evolución del precio del gas natural en el nodo Henry Hub, que influye de manera determinante en los precios del GNL a nivel mundial. A este valor, Argentina debe sumarle los costos de licuefacción y transporte hasta las terminales regasificadoras.

Figura 15. Evolución precio gas natural Henry Hub



Fuente: Elaboración propia en base a datos de precios de Henry Hub²⁰.

20. <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/235785/precio-gas-natural-henry-hub/>

La importación del gas natural desde Bolivia y el GNL es una actividad que requiere de transferencias de recursos del erario público, ya que IEASA vende buena parte del gas por debajo del costo de adquisición.

La Tabla 10 muestra el detalle de las transferencias a ENARSA/IEASA. Los fondos transferidos a ENARSA/IEASA se aproximan a USD 26.500 millones.

Tabla 10. Montos devengados en USD ENARSA/IEASA

Monto/Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Tipo de Cambio (TC)	3,91	4,13	4,55	5,48	8,12	9,27	14,78	16,56	28,11	48,26	70,64
Millones de USD	1.403	2.544	4.221	5.231	4.982	2.929	1.015	759	1.831	894	659

Fuente: Elaboración propia en base a Presupuesto Abierto y ASAP.

YACIMIENTO CARBONÍFERO RÍO TURBIO (YCRT)

Mediante el Decreto N° 1034/2002²¹, el Estado Nacional rescindió el contrato de concesión de YCRT, debido a que el concesionario había solicitado el concurso preventivo de acreedores. A partir de ese momento, a través del Decreto N° 1277/2003²² se designó un interventor. La intervención se mantiene hasta la actualidad.

En 2013, se decidió construir una central termoeléctrica de 240 MW²³ para dar uso a la futura producción de carbón de la mina. En mayo de 2015 se inició el proceso de puesta en marcha de la central para los ajustes finales, pero quemando fuel-oil en lugar de carbón. El proceso de encendido fue interrumpido en noviembre de 2015 por falta de combustible. Desde ese momento la usina permanece parada.

Las transferencias corrientes al complejo se muestran en la Tabla 11. En el período analizado los subsidios totalizaron los USD 2320 millones aproximadamente.

Tabla 11. Montos devengados en USD a YCRT

Monto/Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Tipo de Cambio (TC)	3,91	4,13	4,55	5,48	8,12	9,27	14,78	16,56	28,11	48,26	70,64
Millones de USD	146	220	246	390	269	340	220	253	85	49	100

Fuente: Elaboración propia en base a Presupuesto Abierto y ASAP.

Si tomamos los montos devengados en conceptos de subsidios y lo dividimos por la producción anual de la mina (datos hasta 2019²⁴) obtenemos que cada tonelada de carbón producida recibió un subsidio promedio de 2740 USD/t, lo que se muestra en la Figura 16. Como dato de color, el carbón de Sudáfrica cotizaba a 83 USD/t en febrero 2021²⁵.

21. <http://mepriv.mecan.gov.ar/Normas/1034-02.htm>

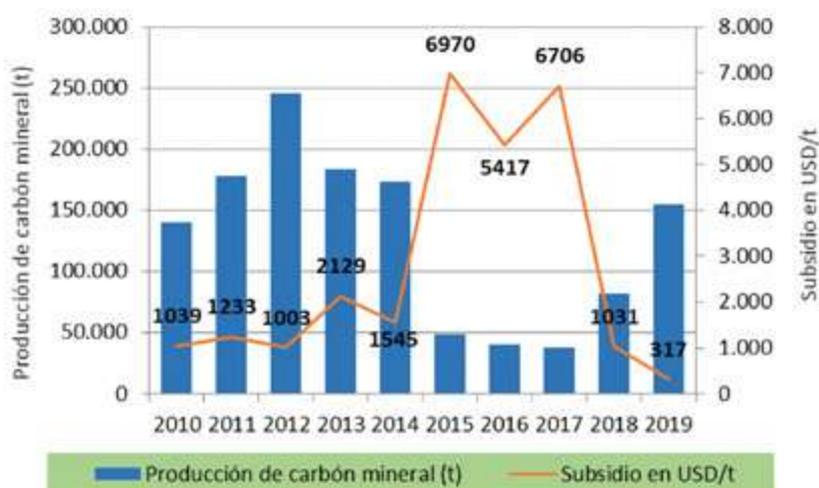
22. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/90000-94999/91197/norma.htm>

23. <http://www.isoluxcorsan.com/es/proyecto/la-central-de-generacion-mas-austral-del-mundo.html>

24. <http://informacionminera.produccion.gob.ar/dataset/620/produccion>

25. <https://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=carbon-sudafricano>

Figura 16. Producción anual de carbón (T) y subsidio en USD/T



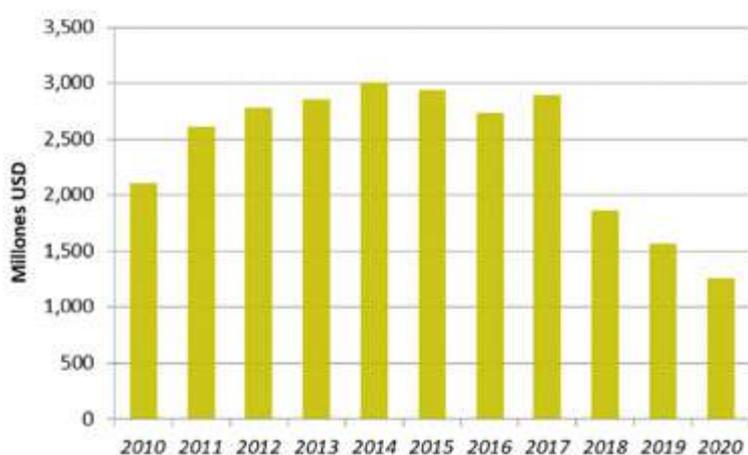
Fuente: Elaboración propia en base a Presupuesto Abierto, ASAP y CIMA.

GASTO TRIBUTARIO

Se denomina gasto tributario al monto en concepto de impuestos que el gobierno deja de percibir por otorgarle un beneficio impositivo a una determinada actividad, bien o servicio.

Para el sector energético se observa un beneficio en el Impuesto a los Combustibles, principalmente para combustibles líquidos. Esto se implementa como una diferencia en las alícuotas para las naftas y el gasoil y la exención para los combustibles utilizados en la zona sur del país²⁶. En la Figura 17 se muestra la evolución de este subsidio en los últimos 11 años, alcanzando aproximadamente un total de USD 26.600 millones.

Figura 17. Evolución del Gasto Tributario relacionado al sector energético



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Ingresos Públicos.

26. <https://www.argentina.gob.ar/economia/ingresospublicos/gastrotributarios>

OTROS SUBSIDIOS ENERGÉTICOS

Si bien sus montos son significativamente menores a los subsidios explicitados en los apartados anteriores, existen otras transferencias corrientes al sector energético que se mencionan brevemente a continuación.

I. Gas Residencial y GLP

El Fondo Fiduciario para el Subsidio a los Consumos Residenciales de Gas Natural y GLP tiene como objeto financiar²⁷:

- a) La adquisición de GLP en envases (garrafas y cilindros) para usuarios de bajos recursos;
- b) La expansión de ramales de transporte, distribución y redes domiciliarias de gas natural en zonas no cubiertas al día de la fecha, en aquellos casos que resulte técnicamente posible y económicamente factible priorizándose las expansiones de redes de gas natural en las provincias que actualmente no cuentan con el sistema;
- c) el establecimiento de un precio regional diferencial para los consumos residenciales de GLP en garrafas de diez (10), doce (12) y quince (15) kilogramos, en todo el territorio de las provincias de Corrientes, Chaco, Formosa, Misiones y norte de Santa Fe, hasta tanto esta región acceda a redes de gas natural.

La Tabla 12 muestra las transferencias para el programa de GLP. Las mismas totalizaron USD 2570 millones en el período analizado.

Tabla 12. Montos devengados en USD a Consumos Residenciales de GLP

Monto/Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Tipo de Cambio (TC)	3,91	4,13	4,55	5,48	8,12	9,27	14,78	16,56	28,11	48,26	70,64
Millones de USD	97	201	226	262	223	441	299	307	262	137	114

Fuente: Elaboración propia en base a Presupuesto Abierto y ASAP.

Las transferencias al programa de Gas Residencial se pueden ver en la Tabla 13 y totalizaron USD 425 millones durante el período analizado.

Tabla 13. Montos devengados a Fondo Fiduciario Consumidores Residenciales de Gas

Monto/Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Tipo de Cambio (TC)	3,91	4,13	4,55	5,48	8,12	9,27	14,78	16,56	28,11	48,26	70,64
Millones de USD	29	35	29	25	38	44	27	198	-	-	-

Fuente: Elaboración propia en base a Presupuesto Abierto y ASAP.

27. Artículo N° 75 de la Ley 25.565/2002.

II. Compensaciones a las distribuidoras de gas

Las compensaciones a las distribuidoras de gas se dieron por el impacto que la devaluación del peso respecto al dólar. El Decreto N° 1053/2018 estableció que se paguen las diferencias acumuladas entre el valor del gas comprado por las prestadoras y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios generados por las variaciones del tipo de cambio. Estas transferencias se detallan en la Tabla 14.

Tabla 14. Montos devengados en USD a Compensación Distribuidoras de Gas

Monto/Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Tipo de Cambio (TC)	3,91	4,13	4,55	5,48	8,12	9,27	14,78	16,56	28,11	48,26	70,64
Millones de USD	-	-	-	-	-	-	-	-	264	112	97

Fuente: Elaboración propia en base a Presupuesto Abierto y ASAP.

III. Otros subsidios

Otros subsidios sin especificar en el período representaron aproximadamente USD 4620 millones como se muestra en la Tabla 15.

Tabla 15. Montos devengados en USD a otros sin especificar

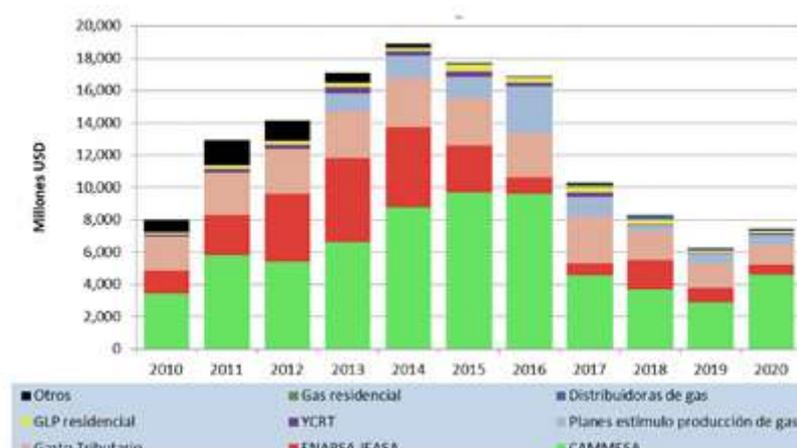
Monto/Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Tipo de Cambio (TC)	3,91	4,13	4,55	5,48	8,12	9,27	14,78	16,56	28,11	48,26	70,64
Millones de USD	804	1.534	1.264	568	226	10	20	89	57	41	8

Fuente: Elaboración propia en base a Presupuesto Abierto y ASAP.

TOTAL SUBSIDIOS ENERGÉTICOS

La Figura 18 muestra la evolución de los subsidios energéticos en el período analizado, los mismos ascendieron a un total de USD 138.000 millones aproximadamente. De ese total, el 47,1% (USD 65.000 millones) se destinó a CAMMESA, el 19,3% (USD 26.600 millones) en concepto de Gasto Tributario, otro 19,2% (USD 26.500 millones) a ENARSA/IEASA y el 6,8% (USD 9.400 millones) a los planes estímulo a la producción de gas natural.

Figura 18. Subsidios energéticos



Fuente: Elaboración propia.

SUBSIDIOS AL TRANSPORTE

Además de los subsidios al sector energético, es interesante analizar también los subsidios al sector transporte, los cuales de manera indirecta se los puede vincular al sector energético a partir de los combustibles utilizados en el transporte en sus distintos modos.

I. Automotor

En términos generales, los subsidios pueden aplicarse a la oferta o a la demanda del servicio de transporte. Los subsidios a la oferta de servicios de transporte son las transferencias que realiza el Estado a empresas de transporte para favorecer la prestación del servicio prestado, afrontando parte de los costos de la actividad. Los subsidios a la demanda de servicios de transporte son contribuciones otorgadas directamente a los usuarios de transporte. Mediante ellos, se benefician a grupos de pasajeros específicos, como jubilados, estudiantes, beneficiarios de planes sociales, etc.

La Tabla 16 muestra la evolución de los subsidios al sector del transporte automotor en el período analizado. Los mismos ascendieron a USD 27.000 millones durante el período, lo que implicó transferencias anuales de aproximadamente USD 2500 millones.

Tabla 16. Montos devengados en USD al sector transporte automotor

Monto/Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Tipo de Cambio (TC)	3,91	4,13	4,55	5,48	8,12	9,27	14,78	16,56	28,11	48,26	70,64
Millones de USD	1.527	2.548	3.047	2.441	3.067	5.513	2.397	2.730	2.105	765	997

Fuente: Elaboración propia en base a Presupuesto Abierto y ASAP.

II. Aerocomercial y ferroviario

La Tabla 17 muestra los montos transferidos a los sectores de transporte aerocomercial y ferroviario durante el período analizado. El transporte aerocomercial recibió el 23% de los subsidios (USD 4387 millones), mientras que el ferroviario se hizo acreedor del 77% restante (USD 14.752 millones), sumando, entre ambas transferencias, USD 19.139 millones.

Tabla 17. Montos devengados en USD al sector transporte aerocomercial y ferroviario

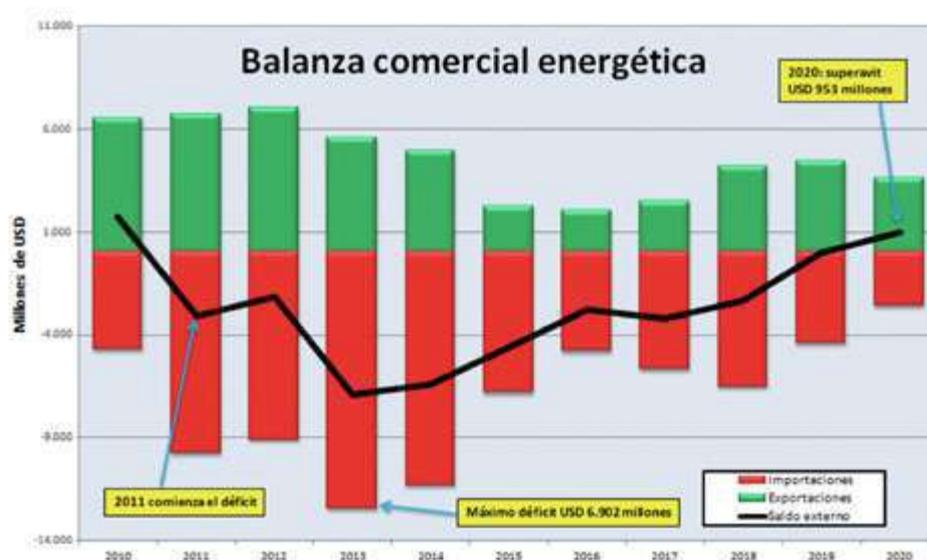
Monto/Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Tipo de Cambio (TC)	3,91	4,13	4,55	5,48	8,12	9,27	14,78	16,56	28,11	48,26	70,64
Millones de USD transporte Aerocomercial	579,25	836,71	867,17	556,08	568,18	538,36	257,07	184,21	0,00	0,00	0,00
Millones de USD transporte Ferroviario	1.155	549	1.513	2.055	1.525	1.793	1.560	1.532	1.283	899	889
Total en millones de USD	1.734	1.386	2.380	2.611	2.093	2.331	1.818	1.716	1.283	899	889

Fuente: Elaboración propia en base a Presupuesto Abierto y ASAP.

BALANZA COMERCIAL ENERGÉTICA

La balanza comercial energética se define en la diferencia entre los bienes energéticos vendidos (exportaciones de combustibles y energía) y los bienes energéticos comprados al exterior (importación de combustibles y lubricantes), según las clasificaciones para el comercio exterior. La Figura 19 muestra la balanza comercial energética argentina para el período analizado.

Figura 19. Balanza comercial energética



Fuente: Elaboración propia en base a datos INDEC.

El saldo comercial energético ha sido deficitario desde el año 2011 hasta el 2019, con el mayor déficit registrado en el año 2013 (USD 6902 millones), donde se registró la mayor suma de importaciones de energía con USD 12.464 millones. En contraste con esto dato, el año 2020 cerró con un superávit energético de USD 953 millones.

La Tabla 18 muestra los principales productos energéticos importados en USD millones. Argentina importa significativos montos de gas natural, GNL y gas-oil.

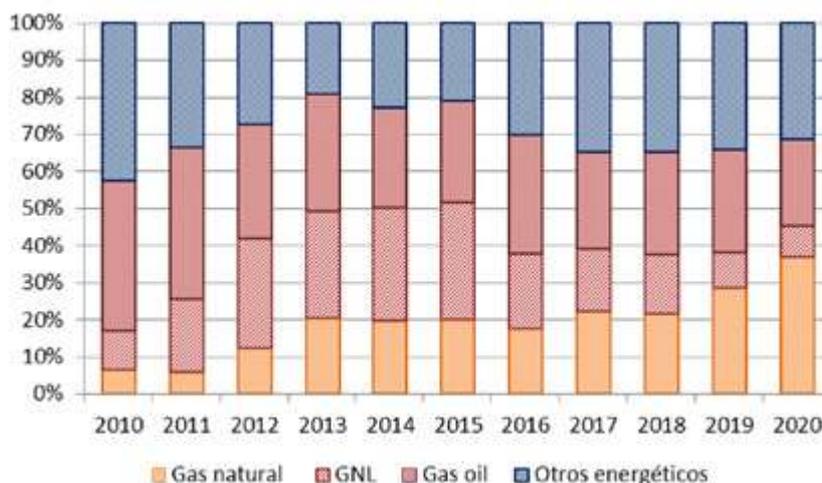
Tabla 18. Importaciones de energéticos en millones USD

Producto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gas Natural	298	565	1.104	2.531	2.234	1.368	843	1.258	1.409	1.266	969
GNL	499	1.927	2.695	3.590	3.460	2.169	997	974	1.037	432	227
Gas Oil	1.947	4.004	2.835	3.978	3.066	1.887	1.543	1.505	1.831	1.224	614
Otros energéticos	2.021	3.300	2.493	2.364	2.583	1.430	1.473	1.986	2.278	1.524	831
Total	4.765	9.796	9.128	12.464	11.343	6.854	4.856	5.723	6.555	4.446	2.640

Fuente: Elaboración propia en base a datos INDEC.

La Figura 20 muestra los porcentajes de la Tabla 18. El gas natural y el GNL representan, en promedio, aproximadamente el 40% de las importaciones de energéticos, mientras que el gas-oil da cuenta de otro 30%.

Figura 20. Importaciones de energéticos en porcentaje



Fuente: Elaboración propia en base a datos INDEC.

La Tabla 19 muestra los principales energéticos exportados en USD millones. Argentina exporta significativos montos de petróleo y biodiésel.

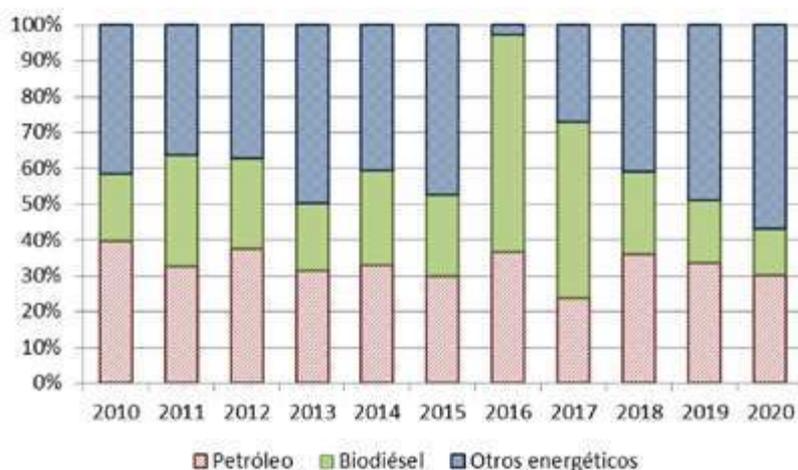
Tabla 19. Exportaciones de energéticos en millones de USD

Producto	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Petróleo	2.584	2.182	2.611	1.737	1.620	671	749	585	1.510	1.483	1.077
Biodiésel	1.219	2.076	1.774	1.055	1.305	506	1.240	1.224	971	775	468
Otros energéticos	2.723	2.423	2.592	2.769	2.018	1.069	60	669	1.720	2.163	2.048
Total	6.525	6.682	6.978	5.562	4.943	2.246	2.048	2.478	4.201	4.422	3.593

Fuente: Elaboración propia en base a datos INDEC.

La Figura 21 analiza los porcentajes de la Tabla 19. El petróleo y el biodiésel representan, en promedio, aproximadamente el 33% y el 28% de las exportaciones de energéticos respectivamente. En el año 2016, estos dos productos representaron el 97% de los energéticos exportados.

Figura 21. Exportaciones de energéticos en porcentajes

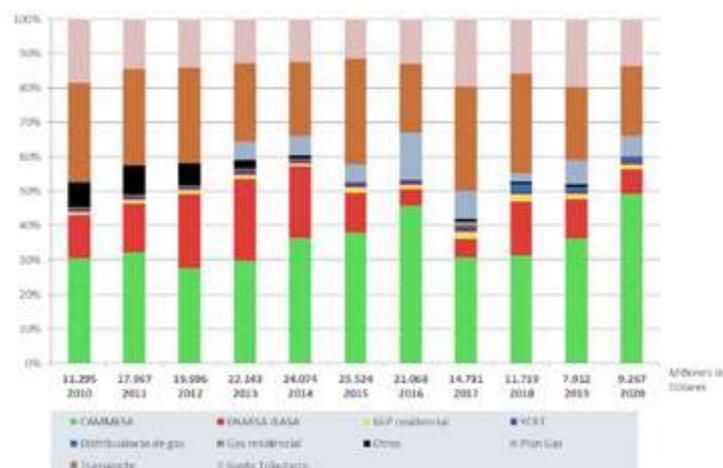


Fuente: Elaboración propia en base a datos INDEC.

EVOLUCIÓN DE LA CARTERA TOTAL DE SUBSIDIOS A LA ENERGÍA

Desde el año 2010 al año 2020 los diferentes subsidios no han permanecido constantes, algunos se han mantenido a lo largo de los años y otros sólo se han implementado en ciertos momentos determinados, no puede decirse que sigan un patrón establecido y es difícil predecir cómo esta herramienta política será utilizada en un futuro. La Figura 22 muestra la participación porcentual de cada línea de subsidio antes mencionada en el total de subsidios anuales. Por ejemplo, los subsidios a CAMMESA varían desde el 28% en el año 2012 hasta 50% en el 2020.

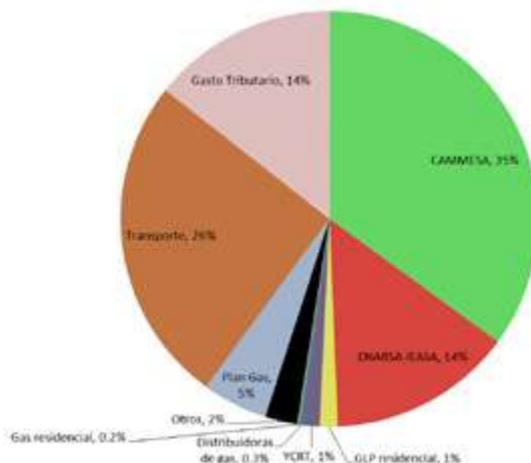
Figura 22. Participación porcentual de cada línea de subsidio en los subsidios anuales totales



Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 23 se muestra la participación porcentual de cada subsidio considerando el total del monto subsidiado para todo el período analizado. Desde el año 2010 hasta el año 2020 totalizaron USD 185.300 millones, de los cuales la mayor parte, el 35%, se destinó a CAMMESA, seguido por los subsidios al transporte que alcanzaron un 26%, y en tercer lugar los subsidios a ENARSA/IEASA y el Gasto Tributario que alcanzaron un 14% cada uno.

Figura 23. Participación porcentual de cada línea de subsidios en el total del monto subsidiado en el período 2010-2020

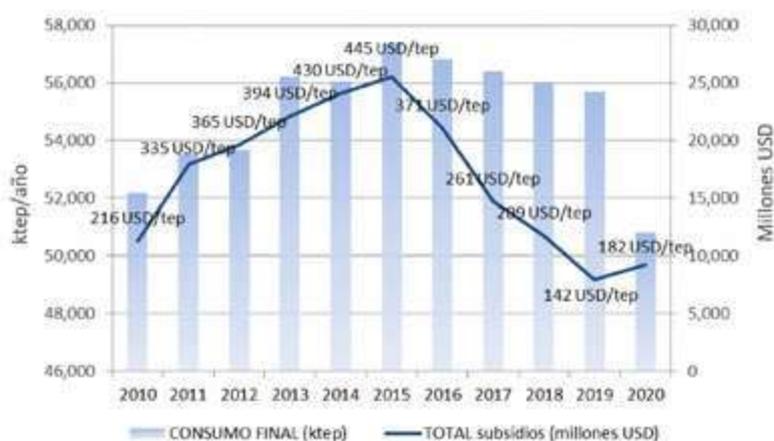


Fuente: Elaboración propia.

SUBSIDIOS POR UNIDAD DE ENERGÍA FINAL CONSUMIDA

Al tomar como base la serie histórica de la energía final consumida en Argentina durante el período 2010-2020 del Balance Energético Nacional (Secretaría de Energía, Ministerio de Economía) y al compararla con la serie histórica de subsidios energéticos, es posible determinar el nivel de subsidios que recibió cada unidad de energía consumida, en promedio, durante los últimos 11 años (período analizado). En la Figura 24 se muestran ambas series históricas y la relación entre ambas en USD por tonelada equivalente de petróleo (tep).

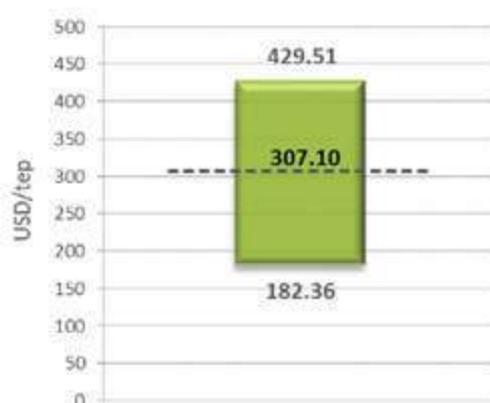
Figura 24. Energía final consumida en ktep/año, subsidios totales al sector energético en Millones USD/año y relación entre ambas series históricas en USD/tep.



Fuente: Elaboración propia en base a Balance Energético Nacional (BEN) y serie total de subsidios (Figura 18).

Al trabajar con la serie “subsidio por unidad de energía final consumida”, quitar los valores extremos, es decir el mínimo y el máximo valor del período 2010-2020, y determinando la media de los valores restantes; se obtiene un valor medio para el indicador de “Nivel subsidiado por unidad de energía final consumida” como se muestra en la Figura 25, y una franja de valores entre los cuales se ha mantenido este indicador en el período de tiempo analizado.

Figura 25. Nivel subsidiado promedio por unidad de energía final consumida en el período 2010-2020



Fuente: Elaboración propia.

En conclusión, durante los últimos 11 años, cada unidad de energía final consumida (se toma como unidad la tonelada equivalente de petróleo -tep-) recibió entre 182,36 USD y 429,51 USD con una media de 307,10 USD.

ESCENARIOS ENERGÉTICOS PARA LA ARGENTINA

A continuación, se analizan dos escenarios energéticos, basados en los escenarios energéticos elaborados por el Centro de Tecnologías Ambientales y Energía (CTAE) de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Centro (UNICEN), en el marco del proyecto sobre “Elementos para una Estrategia a Largo Plazo Baja en Carbono”, auspiciado por la Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN)²⁸.

El primer escenario es un escenario tendencial, que sigue las tendencias actuales y las medidas previstas en los planes presentados por las autoridades del área energética. El segundo escenario es un escenario alternativo basado en una alta electrificación de las demandas, y con el objetivo de alcanzar carbono neutralidad en el año 2050.

Se plantearon mejoras en las eficiencias de las diferentes tecnologías en base a curvas de aprendizaje, tanto en la demanda (eficiencias en electrodomésticos, motores para el transporte, la industria, etc.) como en la generación de energía eléctrica (en los factores de carga, rendimientos y créditos por potencia firme). En el escenario tendencial se incluyen las medidas de eficiencia contenidas en el plan sectorial de energía²⁹, mientras que en el escenario alternativo se considera un recambio total por equipos más eficientes.

28. Elementos para una Estrategia a Largo Plazo Baja en Carbono. 2019. CTAE/FIO/UNICEN. Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN). https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2020/07/UNICEN-Elementos-para-alcanzar-la-carbono-neutralidad-a-2050_2.pdf

29. Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático de 2019.

Para modelizar los escenarios energéticos al año 2050, se utilizó el mismo modelo del ejercicio *Plataforma Escenarios Energéticos 2040*³⁰, basado en el software LEAP (*Long Range Energy Alternative Planning*)³¹, el cual se adaptó y modificó ampliándolo al horizonte de tiempo considerado.

Consideraciones para la elaboración de escenarios

- Se consideraron todos los consumos finales de energía: energía eléctrica, gas natural, derivados de petróleo, biocombustibles e hidrógeno; y todos los sectores de consumo: residencial, comercial y público, agro, transporte e industria.
- Para modelar estos consumos se tomó como base la proyección del crecimiento poblacional elaborado por el INDEC³², y los consumos per cápita.
- Para los escenarios alternativos se modelaron mejoras en las eficiencias energéticas para los consumos domiciliarios, industriales y transporte.
- Desde la oferta se modeló la generación de energía eléctrica incluyendo las diferentes tecnologías: nuclear, renovable (solar, eólica, biomasa, biogás, hidráulica de pequeña escala), renovable distribuida (fotovoltaica), grandes hidroeléctricas y térmicas. Se modelaron también, la producción de petróleo y gas natural, y la producción de biocombustibles e hidrógeno.
- Se consideraron además, mejoras en los rendimientos de generación y en los factores de disponibilidad para cada tecnología de generación eléctrica a partir de fuentes renovables.
- Se tuvieron en cuenta también, las necesidades de infraestructura según las características de cada escenario, eso incluye: las líneas de transmisión de energía eléctrica, los gasoductos y los sistemas de transporte de hidrógeno necesarios para transportar la energía desde los puntos de generación, hasta los puntos de consumo. Así como también, para el escenario dónde la movilidad urbana se convirtió al 100% eléctrica, se consideraron los sistemas de carga de autos eléctricos a ser instalados.
- En cuanto a la generación eléctrica, se aseguró un margen de reserva de potencia mínimo del 20% para cada año del ejercicio.

I. Escenario tendencial

Este escenario responde a una demanda que sigue la tendencia del crecimiento observado durante los últimos años en población, cantidad de hogares, cantidad de automóviles por habitante, PBI y demandas de energía comercial, pública e industrial. Sobre esta base se modelaron las medidas de eficiencia incluidas en los Planes Sectoriales de Acción Climática³³.

- Para la oferta de energía, además de las medidas estipuladas en este Plan, también se consideraron los objetivos incluidos en la Ley 26.190 de Energía Eléctrica y la Ley 27.191 de Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, así como los porcentajes de corte de biocombustibles establecidos por la Ley 26.093 de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombus-

30. Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040. <https://escenariosenergeticos.org/>

31. Long-range Energy Alternatives Planning System (<https://leap.sei.org/default.asp>)

32. Estimaciones y Proyecciones de población 2010-2040. Total del País.

https://www.indec.gov.ar/ftp/cuadros/publicaciones/proyeccionesyestimaciones_nac_2010_2040.pdf

33. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/mitigacion>

tibles y las resoluciones posteriores³⁴ (actualmente los cortes son del 10% para biodiesel en gasoil y 12% para bioetanol en nafta).

- Para la oferta de combustibles fósiles se tuvieron en cuenta los Escenarios Energéticos 2030³⁵ del entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación (MINEM)³⁶.
- En cuanto a las necesidades de infraestructura, se consideraron las obras previstas en materia de líneas de alta tensión y de gasoductos³⁷.

En este escenario el crecimiento continuo de la población y del consumo promedio per cápita “empujan” de forma continua el aumento de la demanda final de energía.

II. Escenario alternativo

Este escenario se basa también en el crecimiento observado durante los últimos años en población, cantidad de hogares, cantidad de automóviles por habitante, PBI y demandas de energía comercial, pública e industrial; pero se toman medidas más ambiciosas sobre la demanda, con el fin de hacer un uso más eficiente y racional de la energía. Para llevar a cero las emisiones de GEI del sector energético en 2050, es necesario transformar tanto la demanda como la oferta.

Medidas del lado de la demanda

Las principales medidas adoptadas para la demanda se detallan a continuación y el efecto de transformación de los diferentes consumos se muestra en la Figura 26.

- 100% de la demanda residencial electrificada al 2050: Se supuso una mejora anual de las eficiencias de los consumos en base a curvas de aprendizaje de las diferentes tecnologías, alcanzando en 2050 un 30% de incremento en las eficiencias de todos los consumos eléctricos: residencial, transporte, industria, comercial y público.
- Cabe destacar que para el análisis de estos escenarios alternativos se tomó un valor medio de mejora anual de la eficiencia similar para todos los consumos finales, pero la realidad suele ser más compleja.
- Recambio de calefones a gas natural por calefones solares o eléctricos: Se supuso el recambio a 2050 en el total de los hogares del país cuyas viviendas son casas (no se incluye a los departamentos).
- Cambio modal en el transporte: En el sector transporte se modelizó un cambio modal de la demanda, considerando una mejora en el servicio de buses urbanos que permitiría una reducción de autos particulares en circulación ya que estos pasajeros, incentivados por el mejoramiento

34. Secretaría de Energía de la Nación (2009/2016) Ley 26.190 y 27.191 de Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica y su Modificación. Disponible en: <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3876>

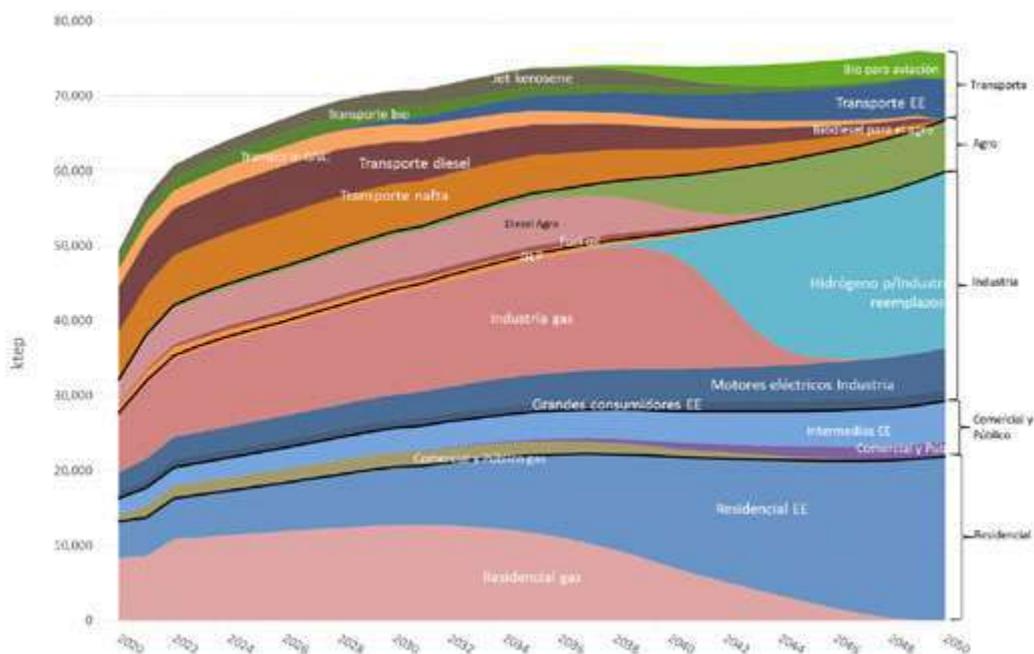
35. Ministerio de Energía y Minería. (2017). Escenarios Energéticos 2030. Disponible en: <http://datos.minem.gob.ar/dataset/9e2a8087-1b49-446a-8e86-712b476122fb/resource/04dbee7f-0b6f-48d0-b460-8d7fa3b282c7/download/minem-documento-escenarios-energeticos-2030pub.pdf>

36. Durante la gestión del presidente Mauricio Macri, el área de energía conformaba un ministerio. A partir de la gestión del presidente Alberto Fernández, que asumió en diciembre de 2019, se crearon dos secretarías, Energía y Minería, dependientes del Ministerio de Economía y del Ministerio de Desarrollo Productivo, respectivamente.

37. Programa Federal Quinquenal de Obras de Infraestructura Energética. Junio 2020. <https://econojournal.com.ar/cntnt/uploads/2020/07/MASTER-PLAN-11-JUN-2020-1.pdf>

y confort del servicio público de colectivos, se mudarían hacia este modo de transporte diario en los grandes centros urbanos del país (CABA, Rosario, Córdoba, Mendoza).

Figura 26. Transformación de la demanda final de energía



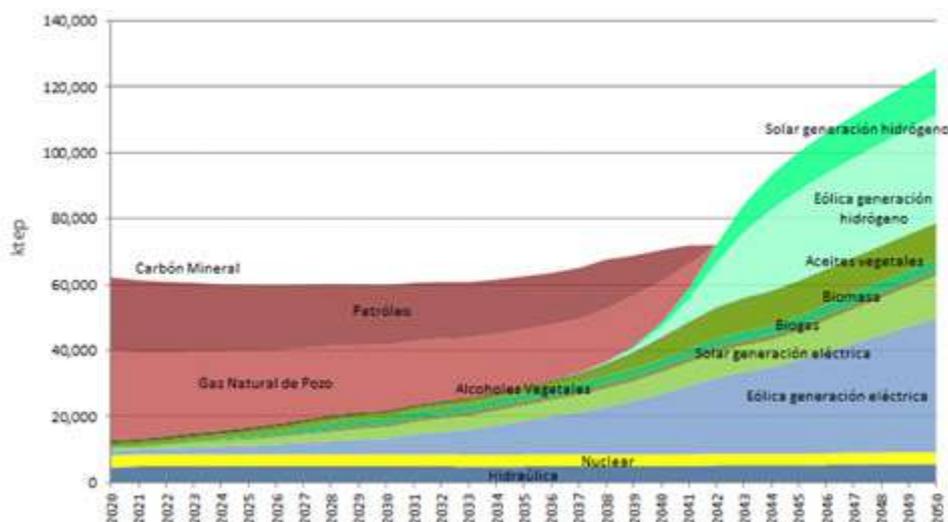
Fuente: Elaboración propia.

Medidas del lado de la oferta

La transformación necesaria en la oferta de energía se muestra en la Figura 27, incluye las siguientes medidas:

- Para la aviación se propuso el uso de biocombustibles.
- Para los grandes consumos de energía de la industria, principalmente para la producción de acero y cemento, se consideró reemplazar los combustibles fósiles (gas natural, carbón, etc.) por hidrógeno “verde”, o sea, el producido a partir de energía eléctrica renovable.
- Para la generación de energía eléctrica, se consideraron mejoras en los factores de carga, rendimientos y créditos por potencia firme de las distintas energías renovables utilizadas: eólica, solar fotovoltaica, biogás, biomasa, minihidráulica.
- Los consumos de GLP, utilizado en forma industrial y residencial (que no sea posible electrificar), y fueloil, utilizado principalmente en la industria y en menor medida en el sector agrícola; se convirtieron a hidrógeno o biocombustibles, según el escenario.

Figura 27. Transformación de la oferta primaria de energía



Fuente: Elaboración propia.

Con el objetivo no sólo de reducir las emisiones, sino también de evitar el uso de tecnologías que, aunque no sean fuentes de emisión de GEI, podrían generar efectos negativos sobre el medio natural y social en el que se implantan, se consideraron las siguientes restricciones para los escenarios alternativos de referencia:

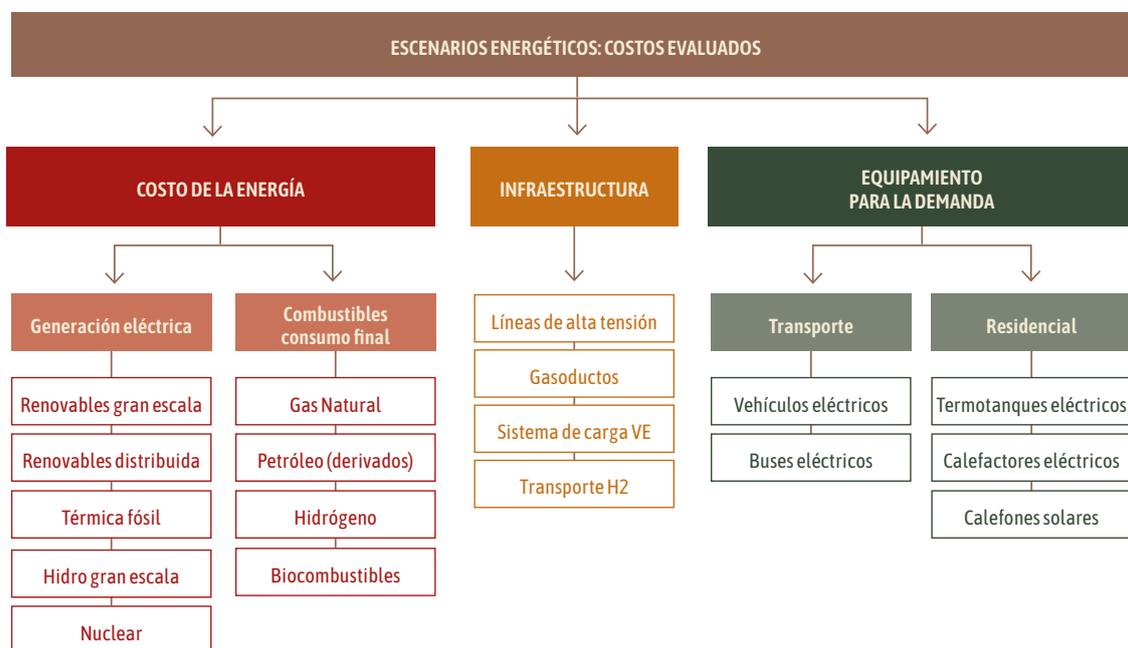
- No se incorporan nuevas centrales nucleares.
- No se consideran nuevas centrales hidroeléctricas de más de 50 MW.
- Se elimina la producción de hidrocarburos (petróleo y gas) así como su importación/exportación.
- No se considera un crecimiento del área cultivada destinada a producción de biocombustibles (para evitar el avance de la frontera agrícola).
- Se considera un incremento en el uso de transporte público con el fin de limitar el uso de transporte particular basado en vehículos eléctricos con baterías de litio³⁸.

ANÁLISIS DE COSTOS PARA EL ESCENARIO TENDENCIAL Y EL ESCENARIO ALTERNATIVO

En la Figura 28 se muestra el esquema de los costos analizados para cada escenario, estos incluyen los costos de la energía (generación eléctrica y producción de combustibles para el consumo final), el costo de diferentes infraestructuras necesarias para asegurar el abastecimiento de la energía a los centros de consumo (líneas de alta tensión para el transporte de energía eléctrica, gasoductos, sistema de carga de vehículos eléctricos -VE- y sistema de transporte de hidrógeno -H2-), y los costos incrementales asociados a la conversión y/o transformación del equipamiento asociado a la demanda para adecuarse a cada escenario planteado.

38. Cabe destacar que, aunque las baterías de litio sean consideradas como una herramienta para la transición energética es importante destacar las dificultades en torno a la explotación de los minerales para la transición, y sus impactos socioambientales. Para más información: Flores Fernández, C. y Morales Balcázar, R. (2021). Dos caminos hacia la destrucción medioambiental: Extractivismo verde en los salares de la Argentina y Chile. Disponible en: <https://farn.org.ar/iafonline2021/articulos/3-3-dos-caminos-hacia-la-destruccion-medioambiental-extractivismo-verde-en-los-salares-de-la-argentina-y-chile/>

Figura 28. Esquema de costos analizados en cada escenario



Fuente: Elaboración propia.

Dada la incertidumbre lógica en la estimación de costos futuros, para cada costo analizado se adoptó un rango de valores en base a las fuentes de datos consultadas. Así se determinó un valor medio y un rango comprendido entre un mínimo y un máximo. De esta manera, cada costo tiene un margen de seguridad en su estimación.

Las fuentes de datos utilizadas para estas estimaciones fueron informes de organismos internacionales como *International Renewable Energy Agency (IRENA)*³⁹ y la *International Energy Agency (IEA)*⁴⁰, BloombergNEF⁴¹, y en base a datos nacionales como los precios del programa RenovAr⁴², el Programa Federal Quinquenal de Expansión de Obras de Infraestructura Energética de Junio 2020⁴³, precios históricos de combustibles fósiles y biocombustibles, y precios promedios de mercado de equipos para las demandas residencial, de automóviles y buses. Cada una de las fuentes consultadas se encuentra listada en el Anexo V.

Para las tecnologías más nuevas, que aún se encuentran en etapa de maduración, se consideraron curvas de aprendizaje. Estas curvas dan una estimación de cómo puede proyectarse la disminución del costo de una tecnología a medida que se incrementa la escala de producción y se vuelve masiva. Las curvas de aprendizaje se aplicaron a algunas de las tecnologías de generación eléctrica renovable como solar fotovoltaica, eólica, biogás, producción de hidrógeno; y para calefones solares, calefacto-

39. IRENA: <https://www.irena.org/> (06/11/2020)

40. IEA: <https://www.iea.org/> (12/11/2020)

41. BloombergNEF. <https://about.bnef.com/> (13/11/2020)

42. <https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar> (17/12/2020)

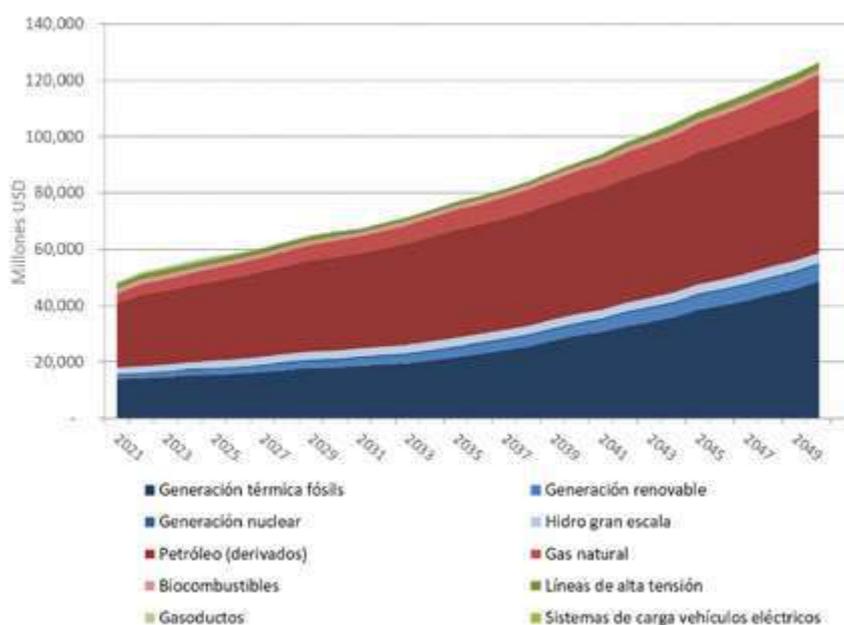
43. Secretaría de Energía, Ministerio de Desarrollo Productivo, Presidencia de la Nación. Junio 2020. <https://econojournal.com.ar/cntnt/uploads/2020/07/MASTER-PLAN-11-JUN-2020-1.pdf> (17/12/2020)

res eléctricos, y, automóviles y buses eléctricos. Como base para elaborar estas curvas se utilizaron tendencias de precios internacionales de las fuentes antes citadas (IRENA, BloombergNEF) y publicaciones científicas del tema⁴⁴. Las proyecciones de costos utilizadas, así como las curvas de aprendizaje para cada tecnología, se detallan en el Anexo VI.

I. Costos escenario tendencial

La Figura 29 muestra los flujos de erogaciones anuales para el escenario tendencial, considerando los valores medios y desglosados por cada rubro analizado (no se incluyen en este gráfico los costos de la conversión de la demanda, que se analizan por separado). Los montos tienen una tendencia incremental pasando de USD 50.000 millones para el año 2021 a más de USD 120.000 millones en el año 2050, puesto que se proyecta un aumento del precio de los combustibles fósiles. La explotación de recursos no convencionales y la explotación de yacimientos con menor cantidad de reservas serán una de las causas de estos incrementos proyectados.

Figura 29. Inversiones anuales por rubro para el escenario tendencial (valores medios)

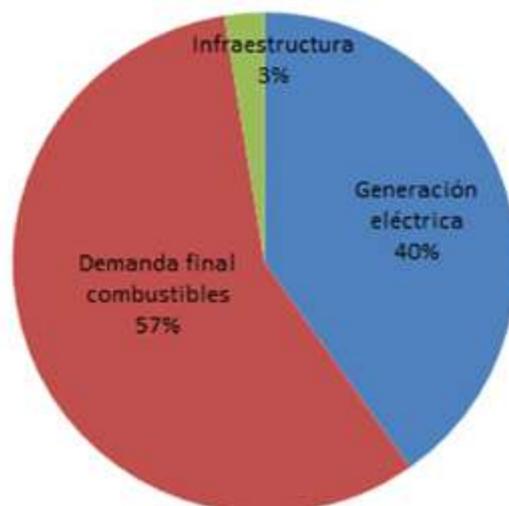


Fuente: Elaboración propia.

Para el escenario tendencial, la demanda final de combustibles en todo el periodo evaluado representa el 57% del total del costo del escenario, la generación eléctrica el 40% y las inversiones en infraestructura necesaria tan sólo el 3% (Figura 30).

44. Louis-Benoit Desroches, Karina Garbesi et al. 2012: Incorporating Experience Curves in Appliance Standards Analysis. Energy Policy. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.066>

Figura 30. Costo porcentual total acumulado para el escenario tendencial

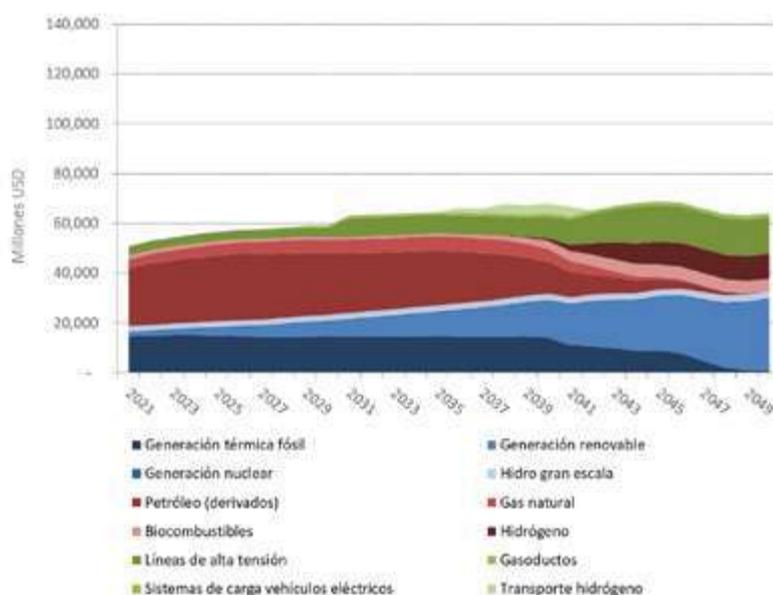


Fuente: Elaboración propia.

II. Costos escenario alternativo

En el escenario alternativo el flujo de erogaciones no muestra una tendencia incremental tan marcada como en el escenario tendencial (Figura 31), sino que se mantienen en el rango de los USD 60.000 millones, a lo largo del período evaluado, a pesar de que la demanda de energía aumenta, esto se debe principalmente a la mejora en la eficiencia en los consumos y a que los precios de las nuevas tecnologías tienden a disminuir en el tiempo debido a las curvas de aprendizaje ya mencionadas.

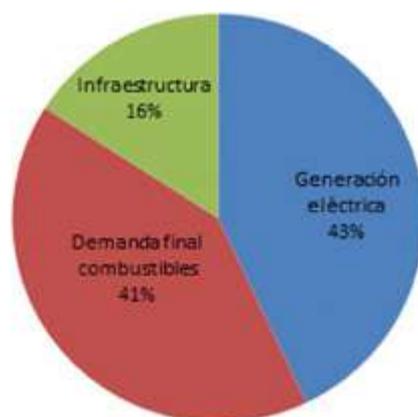
Figura 31. Inversiones anuales por rubro para el escenario alternativo (valores medios)



Fuente: Elaboración propia.

En este escenario la demanda final de combustibles representa el 41% del total del costo del escenario, un 16% menos que para el escenario tendencial, mientras que la generación eléctrica representa el 43% y la infraestructura incrementa su participación porcentual de manera significativa, alcanzando a un 16% del total (Figura 32).

Figura 32. Costo porcentual total acumulado para el escenario tendencial

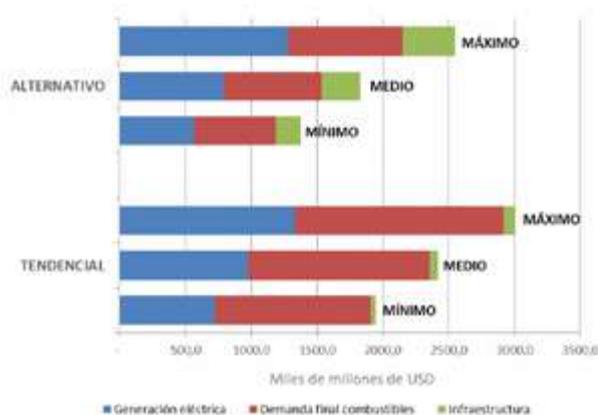


Fuente: Elaboración propia.

III. Diferencia de costos entre escenarios

Comparando los costos de ambos escenarios, cómo se ve en la Figura 33, donde se muestra el costo acumulado para cada escenario considerando el rango de precios mínimos, medios y máximos; se observa que el escenario mínimo tendencial es superior, incluso al valor medio del escenario alternativo. Como conclusión el escenario alternativo muestra costos anuales y acumulados sustancialmente menores que el escenario tendencial.

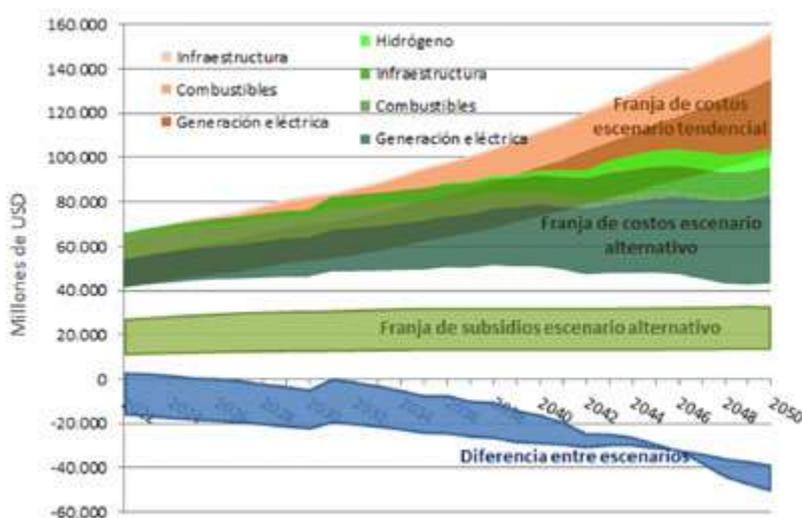
Figura 33. Costos mínimos/medios/máximos acumulados a 2050 diferenciados por cada rubro principal para los escenarios analizados



Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 34 se muestra el rango de costos de ambos escenarios para el período 2022-2050. Durante los primeros años, el escenario alternativo es ligeramente más costoso, debido principalmente a los costos más elevados de las nuevas tecnologías (energías renovables, vehículos eléctricos, etc.), pero estos costos luego comienzan a equipararse e incluso ser menores tanto por la reducción proyectada de costos de las nuevas tecnologías como por el continuo incremento proyectado de los costos de los combustibles fósiles en escenario tendencial. De esta forma para el año 2030 la situación se revierte y el escenario tendencial pasa a ser más costoso que el alternativo. Esto también puede verse en la franja azul que muestra la diferencia entre ambos escenarios, los valores negativos indican los ahorros que generaría el escenario alternativo respecto del tendencial. Por último, se muestra la franja de subsidios proyectada para el escenario alternativo, los cuales podrían cubrir entre un 28% y un 35% del costo total de este escenario.

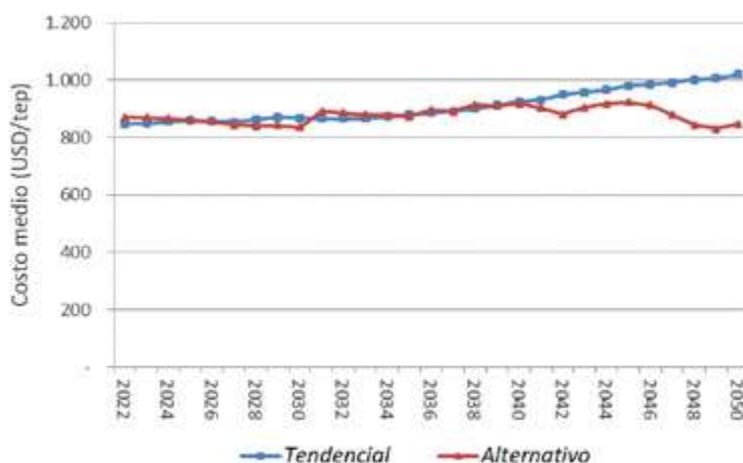
Figura 34. Rango de costos de ambos escenarios, diferencia entre ambos, y rango de subsidios del escenario alternativo



Fuente: Elaboración propia.

Si bien el costo de cada unidad de energía final demandada es similar para ambos escenarios, hacia fines del período analizado (2022-2050), comienza un descenso del costo por unidad de energía para el escenario alternativo y un incremento para el escenario tendencial. En la Figura 35 se muestra el costo medio por unidad de energía para cada escenario. El costo promedio de la energía para el escenario tendencial es de 909,74 USD/tep, mientras que para el escenario alternativo es de 878,41 USD/tep.

Figura 35. Costo medio por unidad de energía (USD/tep)



Fuente: Elaboración propia.

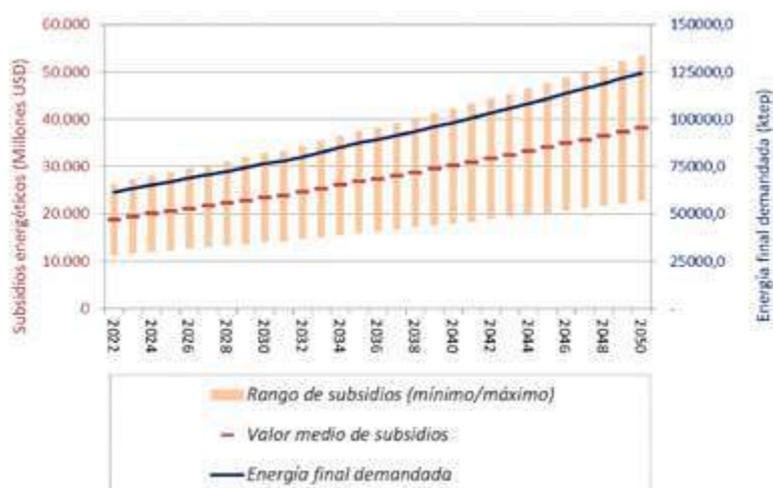
SUBSIDIOS ACTUALES VS. ESCENARIO ALTERNATIVO

La posibilidad de redireccionar los subsidios a los combustibles fósiles para favorecer e impulsar la transición necesaria para alcanzar un escenario alternativo como el planteado en la sección anterior, es una discusión que debería darse a la luz de analizar los costos reales del sector energético.

Este ejercicio analiza y compara los costos de las transformaciones necesarias para la transición energética tanto en el sector de la oferta como de la demanda, pero no se analizan los mecanismos necesarios para llevar adelante un redireccionamiento de los subsidios ni los plazos requeridos para llevarlos a cabo.

En primer lugar, es necesario contar con una proyección estimada de los subsidios al sector energético en el período analizado para los escenarios energéticos planteados. Para ello nos valdremos del indicador construido en la sección previa “Subsidios por unidad de energía final consumida”. Considerando el consumo final de energía, tanto para el escenario tendencial como para el escenario alternativo, es posible proyectar el nivel de subsidios para el período 2022-2050. De esta forma, la Figura 36 muestra que la demanda final de energía para el escenario tendencial se duplica en el período analizado, alcanzando los 125.000 ktep, y los subsidios, por lo tanto, seguirían el mismo comportamiento, llegando a montos entre USD 20.000 y USD 50.000 millones aproximadamente en 2050.

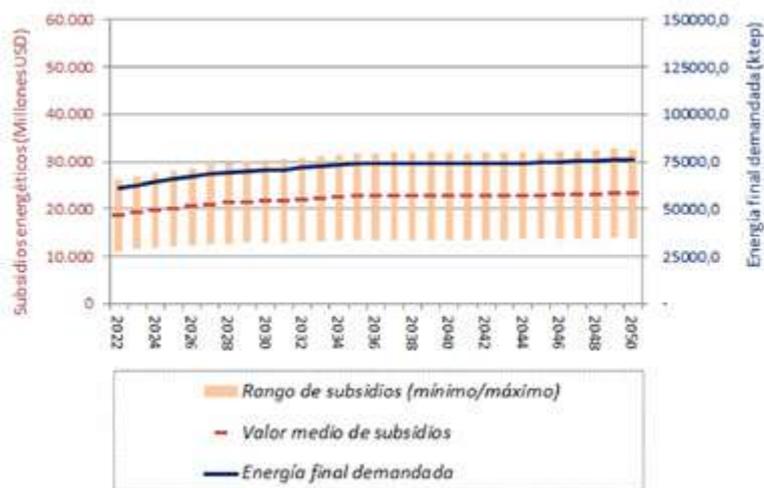
Figura 36. Energía final demandada y rango de posibles subsidios anuales para el escenario tendencial



Fuente: Elaboración propia.

El escenario alternativo presenta un incremento en la demanda final de energía más moderado para el mismo período, debido principalmente, a los incrementos en las eficiencias energéticas planteadas, que se favorecen aún más por la alta electrificación de la demanda (Figura 37). Por lo tanto, la proyección de los subsidios al sector energético se mantiene en un rango entre USD 12.000 y USD 32.000 millones para todo el período.

Figura 37. Energía final demandada y rango de posibles subsidios anuales para el escenario alternativo



Fuente: Elaboración propia.

COMPARATIVA ENTRE LOS SUBSIDIOS PROYECTADOS Y LOS DIFERENTES COMPONENTES DEL ESCENARIO ALTERNATIVO

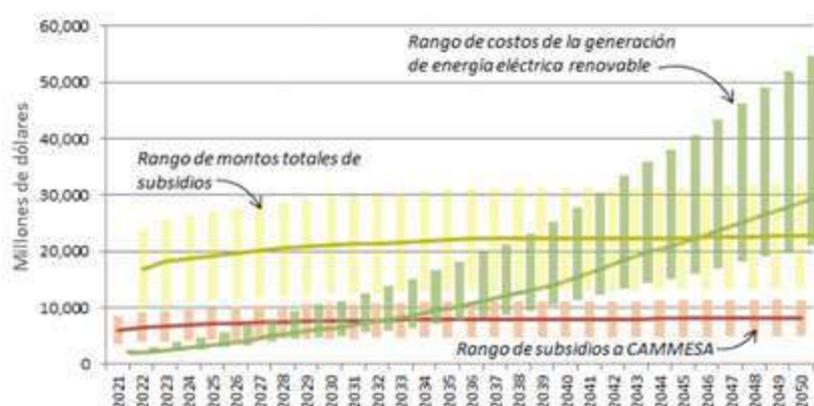
En esta sección, se compara la proyección de los posibles montos destinados a subsidiar el sector energético en el escenario alternativo, con los costos de los distintos componentes de este escenario.

I. Generación eléctrica renovable

La transformación del parque de generación eléctrica, hoy principalmente térmico, a uno 100% renovable, requiere un importante aumento en la potencia instalada de las diferentes tecnologías de generación renovable. Además, al considerar el crecimiento de la demanda, no sólo por el crecimiento poblacional sino por la electrificación masiva de gran parte de los consumos (sección “Escenarios energéticos para la Argentina. II. Escenario alternativo”), la potencia de tecnologías de generación renovable alcanza los 205 GW a 2050.

Los costos necesarios para esta transformación se muestran en la Figura 38 y se comparan con el total de subsidios para este escenario, y con la proporción de estos subsidios que se destinarían a CAMMESA, si se mantienen los porcentajes analizados en la sección “Evolución de la cartera total de subsidios a la energía”. El gráfico muestra los valores medios (líneas) tanto para los costos como para los subsidios, y las barras muestran el rango máximo y mínimo que cada valor podría alcanzar.

Figura 38. Costos de generación eléctrica renovable y subsidios para el escenario alternativo



Fuente: Elaboración propia.

Los subsidios a CAMMESA podrían solventar totalmente la primera década de la transformación, a partir del año 2033 los costos esperados comienzan a superar a los subsidios proyectados, aunque seguirán siendo un importante aporte. Si se compara con el total de los subsidios, entonces considerando los valores medios de los rangos de valores tanto de costos como subsidios, la transformación estaría cubierta hasta el año 2045.

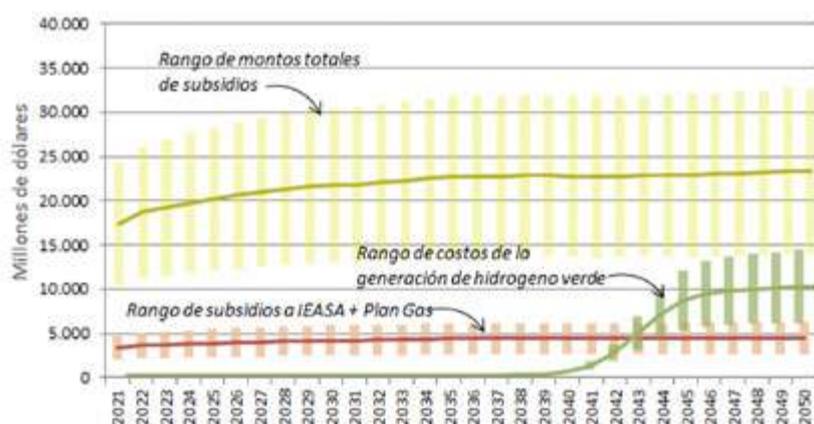
II. Producción de hidrógeno verde

Con el mismo criterio, en la Figura 39, se compara el costo de producción de hidrógeno a partir de energías renovables (en este ejercicio se consideraron energía solar y energía eólica), con los subsidios a ENARSA/IEASA y los diferentes planes de fomento al gas natural (“Plan Gas I, II y III”). El requerimiento

de hidrógeno, para reemplazar el uso de gas natural industrial, alcanza los 8 millones de toneladas en 2050, lo que significa una necesidad de 160 GW de potencia renovable instalada para su producción.

Si se consideran el total de los subsidios se cubriría ampliamente el costo de producción de hidrógeno. Mientras que, si se toman solo los subsidios destinados al gas natural, tanto el denominado “Plan Gas”, como los subsidios a IEASA, encargada de las compras de gas natural tanto a Bolivia como el GNL transportado en barcos metaneros; se cubriría casi el 50% de la producción de hidrogeno.

Figura 39. Costos de producción de hidrogeno verde y subsidios para el escenario alternativo



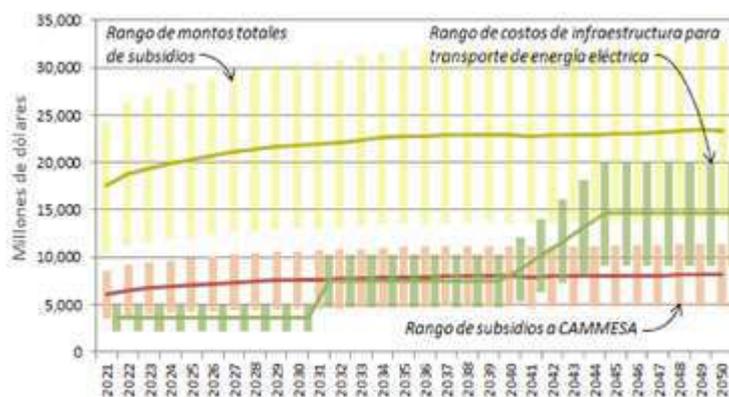
Fuente: Elaboración propia.

III. Infraestructura para el transporte de energía eléctrica

La alta electrificación de la demanda no sólo implica un importante crecimiento de la potencia instalada de generación eléctrica, sino también la necesidad de infraestructura de transporte de energía eléctrica para hacer frente a ese incremento de generación. La energía eléctrica debe ser transportada desde los puntos de generación hasta los centros de consumo, que, en el caso de energía renovable producida en grandes centrales, generalmente se encuentra a distancias considerables. Esto implica una ampliación de las líneas de alta tensión con las respectivas subestaciones y demás instalaciones complementarias.

La Figura 40 muestra el costo de esta ampliación de la infraestructura de transporte de energía eléctrica, y se compara con la proyección de los subsidios destinados a CAMMESA. Se observa que dichos subsidios cubrirían la totalidad del costo de infraestructura de transporte de energía eléctrica hasta el año 2040, y en la última década del período analizado se cubriría entre el 50% y el 80%. Mientras que si se compara con el total de subsidios, estos alcanzarían para cubrir la ampliación del transporte de energía eléctrica en su totalidad para todo el período analizado.

Figura 40. Costos de ampliación de infraestructura para el transporte de energía eléctrica y subsidios para el escenario alternativo.

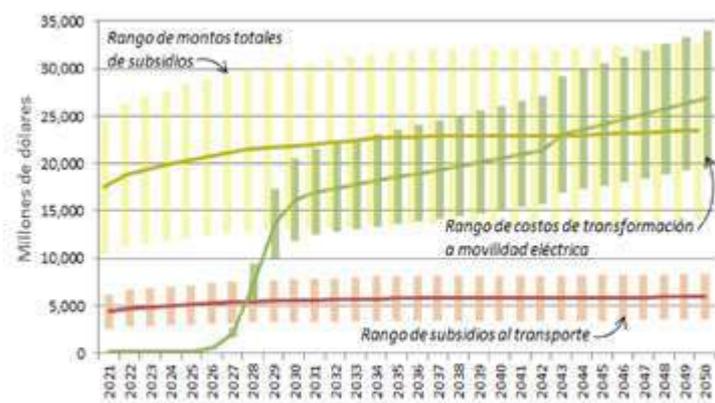


Fuente: Elaboración propia.

IV. Movilidad eléctrica

La transformación de la movilidad urbana a tecnologías bajas en carbono implica, en el escenario alternativo planteado, un cambio de los vehículos y buses tradicionales, con motores que utilizan principalmente combustibles fósiles, a vehículos y colectivos con motores eléctricos. Esto conlleva, además, la necesidad de reemplazar las actuales estaciones de carga de combustible fósil, por sistemas de carga de energía eléctrica.

Figura 41. Costos de transformación a movilidad eléctrica y subsidios para el escenario alternativo



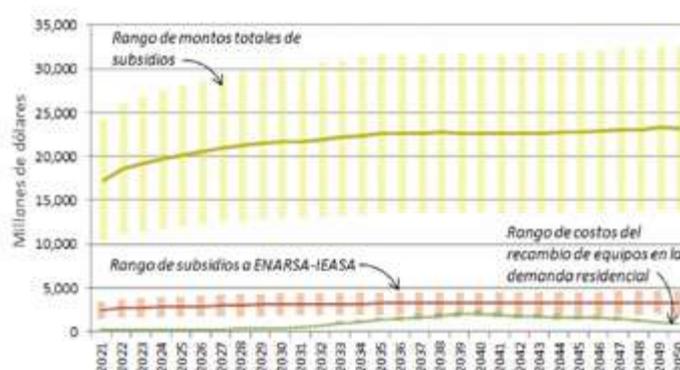
Fuente: Elaboración propia.

La Figura 41 compara el costo de esta transformación con los subsidios totales al sector energético, y específicamente con los subsidios al sector transporte, que podrían cubrir entre un 30 y 40% del total del costo asociado a esta transformación.

V. Transformación de la demanda residencial

En el escenario alternativo se plantea una demanda final residencial completamente electrificada, esto implica un recambio de los electrodomésticos y equipos de calefacción, que actualmente consumen gas natural o GLP, a equipos que funcionen con energía eléctrica.

Figura 42. Costos del recambio de equipamiento de la demanda residencial y subsidios para el escenario alternativo



Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 42 se comparan los costos del recambio de estos equipos contra los subsidios totales al sector energético, y en particular con los subsidios a ENARSA/IEASA. Se observa que esta línea de subsidios podría financiar completamente el costo de la transformación de la demanda residencial.

SUBSIDIOS PARA EL FOMENTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida tiene diversas ventajas y beneficios, entre los cuales se pueden enumerar que: asegura un acceso universal de la energía; evita el monopolio y concentración de la generación, transporte y distribución, por lo tanto sirve como herramienta de control de precios; acerca la generación al consumo por lo que se evitan grandes inversiones en redes de transporte de alta tensión y reduce las pérdidas asociadas al transporte; otorga mayor confiabilidad y calidad al sistema eléctrico. Además de los beneficios ambientales asociados, ya que las tecnologías de generación utilizadas son mayormente de fuentes renovables, como la generación fotovoltaica^{45 46}.

Es por las razones mencionadas que la redirección de subsidios, hoy destinados a los combustibles fósiles, al financiamiento de instalaciones domiciliarias de generación distribuida fotovoltaica (GDF) es una herramienta que puede servir para favorecer la transición energética, fomentar las economías regionales, aumentar el empleo verde, asegurar el acceso a la energía, reducir emisiones de gases de efecto invernadero, entre otras múltiples consecuencias positivas. A continuación, se analiza la potencia posible de instalar en Argentina a 2050 de generación distribuida fotovoltaica residencial, sus costos y el posible uso de los subsidios para su financiación.

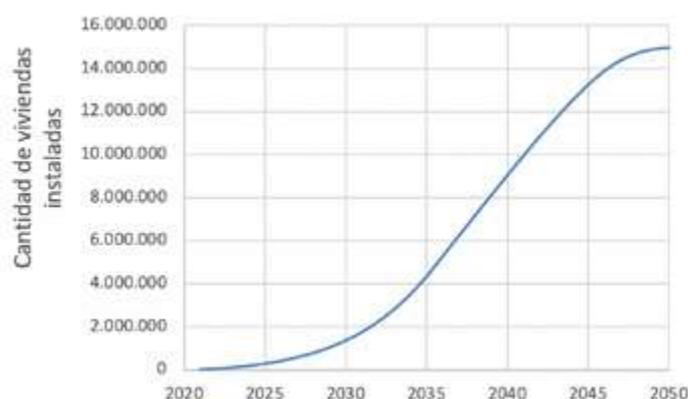
Para determinar el potencial de generación de energía eléctrica en edificios residenciales en Argentina, se consideró que la potencia a instalar en cada hogar deberá ser la suficiente para poder generar,

45. Pepermans G. et al. (2005) Distributed generation: definition, benefits and issues. Energy Policy, Volume 33, Issue 6, 2005, Pages 787-798, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.004>. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421503003069>)

46. Vignolo, M, Zeballos, R. (2001) Transmission networks or distributed generation? [en línea] Montevideo: UR. FING, 2001. <https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/handle/20.500.12008/21165>

en el periodo de un año, el consumo medio de energía de dicho hogar. Para ello se analizaron los consumos residenciales, la cantidad de hogares por región y la radiación solar anual media en cada una de ellas. Además, se tuvo en cuenta la limitación de la superficie disponible para realizar la instalación de los paneles fotovoltaicos, la cual difiere en cada provincia y en las ciudades más pobladas de acuerdo con la densidad poblacional. Por otro lado, se asumió que la curva de penetración de la tecnología va a tener el comportamiento de una función logística, o bien función S, como sucede habitualmente con toda nueva tecnología que llega al mercado masivo, siguiendo el Modelo de Difusión de Bass⁴⁷. En la Figura 43 se muestran la cantidad de instalaciones residenciales que se incorporarían año a año, llegando a 2050 con un total de casi 14,95 millones de hogares con generación fotovoltaica distribuida.

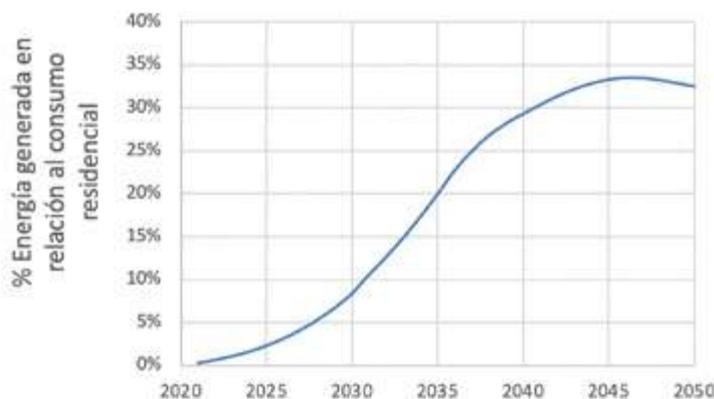
Figura 43. Cantidad de viviendas con instalación solar fotovoltaica



Fuente: Elaboración propia.

La potencia instalada alcanzaría los 47 GW en 2050, lo que significaría casi un 21% de la potencia instalada total en ese año para el escenario alternativo. La generación de energía sería de 82.000 GWh/año lo que permitiría cubrir el 32% de la demanda residencial a ese año como se muestra en la Figura 44.

Figura 44. Porcentaje de energía generada en relación con el consumo residencial

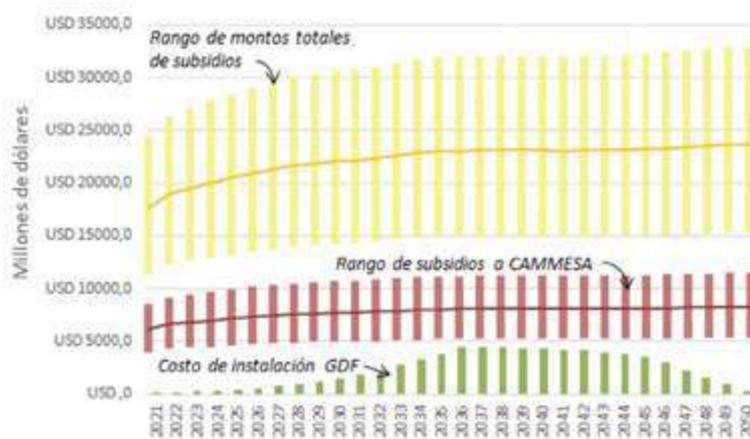


Fuente: Elaboración propia.

47. Bass, Frank (1969) "A New Product Growth Model for Consumer Durables". Management Science, Vol 15 (5), 215-227.
 Bass, Frank (2004) "Comments on "A New Product Growth Model for Consumer Durables": The Bass Model" Management Science, 50, N 12, pp. 1833-1840

Para analizar los costos de inversión necesarios, se emplearon los precios utilizados en la “Herramienta para el Fomento de Instalaciones Solares Fotovoltaicas en la Ciudad de Buenos Aires”⁴⁸. El costo total entre los años 2022 y 2050, teniendo en cuenta las consideraciones antes mencionadas, es de USD 70.100 millones.

Figura 45. Costo de instalación de la generación distribuida fotovoltaica vs. subsidios totales y subsidios a CAMMESA



Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 45 se muestran los costos anuales de la generación distribuida comparando el rango de subsidios energéticos totales, y en particular el rango correspondiente a CAMMESA; se observa que sería posible redireccionar parte de estos subsidios (tanto los correspondientes a CAMMESA como los totales) para financiar las instalaciones fotovoltaicas residenciales cubriendo el total del costo de inversión.

Las líneas de acción a las cuales pueden destinarse los actuales subsidios a los combustibles fósiles son múltiples, aquí se muestran tan sólo algunas de las posibilidades; del análisis surge que eventualmente podrían direccionarse para impulsar y facilitar la transformación necesaria para alcanzar la carbono-neutralidad en múltiples sectores productivos.

POBREZA ENERGÉTICA Y SUBSIDIOS

El Objetivo de Desarrollo Sostenible número 7 establece el acceso universal a un nivel asequible, confiable y sostenible de energía, por lo que los gobiernos adoptantes deben implementar políticas que aseguren este derecho a todos los habitantes del territorio nacional. Asociado a este ODS, surge el concepto de pobreza energética, sobre la cual es posible encontrar múltiples definiciones en la bibliografía, y múltiples formas de medirla. En forma general, se define la pobreza energética como la imposibilidad de un hogar de mantener el confort térmico necesario según las condiciones climáticas en las que se encuentra. Así, por ejemplo, la pobreza energética puede medirse analizando las condiciones edilicias y de equipamiento de la vivienda como sugiere la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) en su documento “Pobreza energética en América Latina”⁴⁹, o relacionando los ni-

48. Romero I., Cristóbal M. (2020) Herramienta para el Fomento de Instalaciones Solares Fotovoltaicas en la Ciudad de Buenos Aires, para la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. https://www.buenosaires.gob.ar/sites/gcaba/files/herramienta_sfv_caba_reporte_final.pdf

49. García Ochoa, Rigoberto. (2014). Manual de Pobreza Energética. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). https://www.cepal.org/sites/default/files/publication/files/36661/S2014039_es.pdf (Acceso Junio 2021)

veles de ingreso de la vivienda con la cantidad del gasto destinado al pago de energía, como se define en el “Manual de Pobreza Energética” de la Unión Europea⁵⁰. Este último menciona que: “Un hogar se encuentra en pobreza energética si para mantener un régimen de calefacción adecuado (entre 21 y 23 grados Celsius en la habitación principal y 18 en las demás habitaciones, según estándares de la Organización Mundial de la Salud) le es necesario gastar más del 10% de sus ingresos. Si el gasto resultase más del 20% de los ingresos, entonces esto se califica como en extrema pobreza”. Este límite del 10% surge a principios de la década de 1990 en Inglaterra de la mano de Brenda Boardman⁵¹, quién consideró que un hogar se encuentra en pobreza energética si destina un porcentaje mayor de sus ingresos a dos veces la mediana del porcentaje nacional del gasto destinado a energía por hogar. Este estudio se basó en la realidad socioeconómica de Inglaterra de ese momento, por lo que usar directamente el límite del 10% puede ser controversial; la bibliografía sugiere calcular ese indicador para la realidad en espacio y tiempo analizado. Han surgido luego de este primer indicador, otros relacionados, como el doble de la mediana del gasto en energía del hogar, el doble de la media del gasto en energía del hogar y el doble de la media del porcentaje de gasto en energía del hogar⁵². Otras formas de medir la pobreza energética incluyen el análisis de ingresos mínimos⁵³ y mediciones basadas en encuestas o en atrasos e incumplimientos del pago de las facturas de energéticos⁵⁴.

Frente a las diversas formas presentadas para medir la pobreza energética, se utilizó el indicador del 10% para evaluar el escenario alternativo planteado.

Para determinar el consumo de energía por hogar promedio en Argentina se consideró el informe de ADEERA del año 2019 “Ingresos y Tarifas”⁵⁵, del cual se desprende que el consumo medio de energía por hogar es de 980 kWh por mes; lo que equivale a 0,08 tep por hogar y por mes. A su vez se consideraron los ingresos medios por hogar para cada decil según el último informe de la Encuesta Permanente de Hogares para el año 2020 del INDEC⁵⁶ (Tabla 20).

Tabla 20. Ingreso medio por decil en AR\$ en Argentina 4° trimestre 2020

Decil	Ingreso medio (pesos)
1	12.338
2	20.796
3	29.295
4	36.289
5	42.688
6	51.431

50. Csiba, Catalina. (2016). Energy Poverty Handbook. European Parliament. <https://bpie.eu/wp-content/uploads/2016/11/energypovertyhandbook-online.pdf> (Acceso Junio 2021)

51. Boardman, B.; Houghton, T. (1991). Poverty and power: The efficient use of electricity in low-income households. Available from British Library Document Supply Centre-DSC:f99/1687 (Acceso Junio 2021)

52. Castaño-Rosa R. et al. (2020). Midiendo la pobreza energética. Una revisión de indicadores. Rev. hábitat sustentable vol.10 no.1 Concepción jun. 2020. ISSN 0719-0700. <http://dx.doi.org/10.22320/07190700.2020.10.01.01> (Acceso Junio 2021)

53. Hills, John (2012) Getting the measure of fuel poverty: final report of the Fuel Poverty Review. CASEreport, 72. Centre for Analysis of Social Exclusion, London School of Economics and Political Science, London, UK. <http://eprints.lse.ac.uk/43153/1/CASEreport72%28L-sero%29.pdf> (Acceso Junio 2021)

54. Thema, J., and Vondung, F. (2020) EPOV Indicator Dashboard: Methodology Guidebook. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH. https://www.energypoverty.eu/sites/default/files/news/downloads/20-07/epov_methodology_guidebook.pdf

55. ADEERA (2019). Tarifas & Ingresos. Resumen Ejecutivo 2019. http://www.adeera.com.ar/newsroom/archivosinformes/Tarifas%20e%20Ingresos_Resumen%20Ejecutivo_vf.pdf (Acceso Junio 2021)

56. INDEC (2020) Evolución de la distribución del ingreso (EPH). Cuarto trimestre de 2020. Trabajo e ingresos Vol. 5, n° 2. https://www.indec.gob.ar/uploads/informesdeprensa/ingresos_4trim20F7BE1641DE.pdf

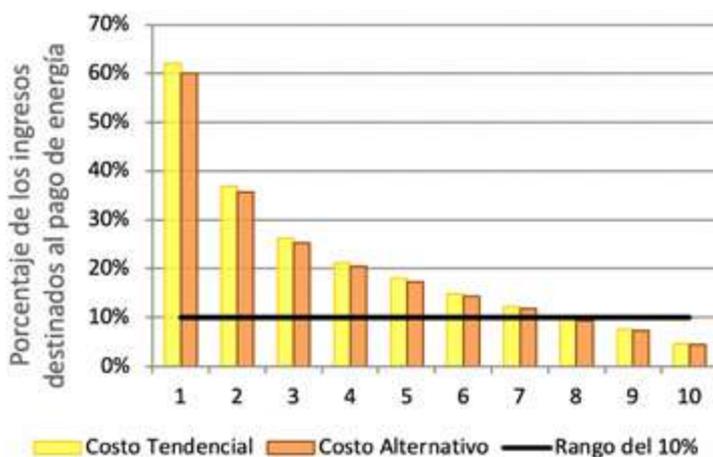
Decil	Ingreso medio (pesos)
7	63.128
8	78.652
9	101.261
10	167.558

Fuente: Elaboración propia en base a la Encuesta Permanente de Hogares del INDEC.

La última variable en el análisis es el costo de la energía, para ello se tomó el costo total del escenario alternativo y el total de energía final consumida; la relación entre ambos permite obtener el costo final por unidad de energía (como se muestra en la Figura 35) que deberían pagar los hogares si tuvieran que hacer frente al total del costo de la energía consumida.

Se evaluó la pobreza energética con el indicador del 10%, esto es considerando a los hogares que deben destinar más del 10% de su ingreso al pago de la energía como pobres energéticos. Para cada escenario, se tomó el costo promedio de la energía, comparándolo con los ingresos medios de los hogares por decil. Los resultados obtenidos muestran que, si los hogares debieran pagar el total del costo de la energía, la mayoría de los hogares argentinos entrarían en la categoría de pobres energéticos en ambos escenarios como se muestra en la Figura 46. Esto no ocurre en la realidad gracias a los subsidios aplicados.

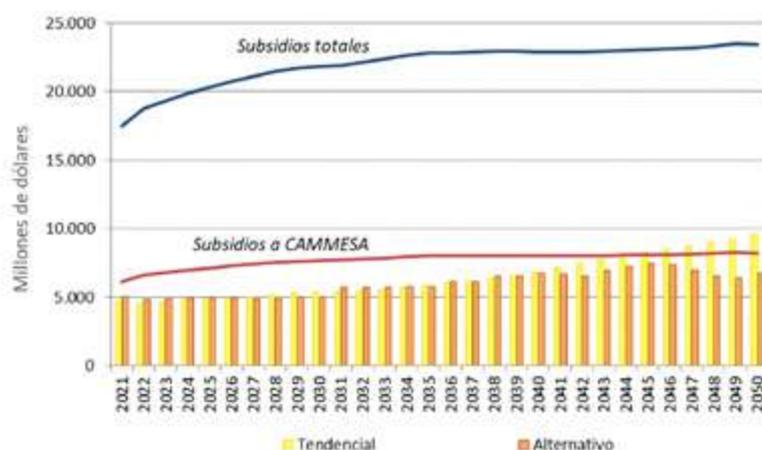
Figura 46. Porcentaje de los ingresos destinados al pago de energía por decil para cada escenario



Fuente: Elaboración propia.

Se considera que el porcentaje de la energía que los hogares no pueden pagar (porque gastarían más del 10% de sus ingresos), debe ser cubierto con subsidios por parte del Estado. El costo de la energía a cubrir con subsidios sería en promedio de USD 5960 millones anuales en el escenario alternativo y de USD 6430 millones para el escenario tendencial. En la Figura 47 se muestra que los subsidios cubrirían ampliamente el porcentaje de energía que los hogares no podrían pagar en ambos escenarios. Incluso considerando sólo la fracción de subsidios destinada a CAMMESA sería posible cubrir este costo, más aún en el escenario alternativo dónde, cómo se mostró anteriormente, el precio de la energía comienza a ser menor después del año 2040.

Figura 47. Monto de la energía consumida por los hogares a cubrir con subsidios según el indicador del 10%



Fuente: Elaboración propia.

Con este análisis se puede afirmar que un escenario alternativo que tenga como objetivo la carbono neutralidad no incrementaría el costo final de la energía, ni impactaría negativamente en los hogares con menos recursos, comparado con el escenario tendencial. Por el contrario, se observa que, a largo plazo, un escenario alternativo contribuiría a reducir el costo final y disminuir los niveles de pobreza energética respecto del escenario tendencial.

El análisis realizado aquí sobre pobreza energética es exclusivamente económico, para realizar un diagnóstico integral de esta realidad social se deberán sumar al análisis otros factores que incluyen, como se mencionó anteriormente, condiciones edilicias de la vivienda, calidad de la energía utilizada, entre otros.

COMENTARIOS FINALES

Se observa que destinar los actuales subsidios a los combustibles fósiles al impulso de la transformación del sector energético y de diferentes sectores productivos, para comenzar a transitar la transición que nos lleve a un futuro de carbono neutralidad tendría una infinidad de posibles líneas de acción.

Los resultados obtenidos de comparar la proyección de subsidios con distintos componentes de un escenario energético alternativo que lleva a la carbono neutralidad del sector a 2050, resultan interesantes como disparadores de la discusión sobre la transición energética. La proyección a 2050 del equivalente a las erogaciones actuales en forma de subsidios por unidad de energía muestra que se podrían financiar porcentajes significativos de los componentes más importantes de ese escenario alternativo, reduciendo la necesidad de financiamiento externo.

La factibilidad política de este redireccionamiento de subsidios es una discusión que no se aborda en este documento, pero que es imprescindible para que la transición sea justa para los trabajadores del sector y los usuarios. La información elaborada y presentada en este documento muestra que hay otros escenarios energéticos posibles, que no sólo son menos costosos que el modelo actual, sino que reducirían la necesidad de financiamiento externo, reducirían drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero y producirían múltiples beneficios socioambientales y socioeconómicos. Este trabajo pretende contribuir a esta discusión, y al proceso de toma de decisión. Decisiones que deberán integrar de manera sistémica las múltiples dimensiones del desarrollo, asegurando la integridad socioambiental, y la sostenibilidad en su sentido más amplio.

ANEXO I

Empresas beneficiarias de los Planes Gas

Empresa Beneficiaria	2016	2017	2018	2019
Administración del Interior S.A.	-	0,04	-	-
Alianza Petrolera Argentina S.A.	-	0,32	-	-
Apeo Oil and Gas International INC - Sucursal Argentina	7,76	15,34	-	-
Capex S.A.	15,92	0,53	9,54	11,24
Colhue Huapi S.A.	0,11	1,07	-	-
Compañía de Hidrocarburo No Convencional S.R.L.	48,62	20,07	-	0,02
Compañía General de Combustibles S.A.	32,00	37,65	60,47	94,75
Compañía Inversora de Energía SRL	-	-	-	0,27
Compañía Mega Sociedad Anónima	21,45	13,05	9,20	3,62
Conipa S.A.	-	0,75	-	-
Compañías Asociadas Petroleras S.A.	4,78	-	-	-
Crown Point Energía S.A.	0,06	3,45	-	-
Enap Sipetral Argentina S.A.	9,00	3,49	-	0,14
Exxon Mobil Exploration Arg. SRL	-	-	-	0,03
Ingeniería Alpa S.A.	0,87	-	-	-
Madalena Energy Argentina SRL	0,65	-	-	-
Medanito S.A.	1,34	-	-	-
Mobil Arg. S.A.	-	-	-	0,06
New American Oil S.A.	-	0,02	-	-
O&G Developments LTD S.A.	-	0,99	-	-
Pampa Energía S.A.	-	35,30	31,20	0,36
Pan American Energy LLC - Sucursal Argentina	1.021,71	166,76	9,54	16,32
Pan American Sur S.A.	12,20	-	-	1,32
PBB Polisor SRL	-	34,01	60,20	29,67
Petrobrás Argentina S.A.	44,19	-	17,77	20,75
Petrolera El Trebol S.A.	0,22	1,48	-	0,06
Petrolera Pampa S.A.	87,49	40,67	-	-
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.	-	12,99	-	-
PlusPetrol S.A.	16,91	16,80	1,05	1,14
President Petroleum S.A.	0,13	-	-	-
Quintana E&P Argentina S.A.	0,05	-	-	-
Rafael Albanesi S.A.	-	-	-	0,76
Refinería del Norte S.A.	-	50,45	-	-
Río Cullen - Las Violetas S.A. - San Enrique Petrolera S.A. - DPG S.A.	-	-	-	0,00

Empresa Beneficiaria	2016	2017	2018	2019
Roch S.A.	-	-	-	0,02
San Jorge Petroleum S.A.	0,95	0,24	-	-
Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A.	-	0,99	-	1,08
Sinopec Argentina Exploration and Production INC	8,09	5,86	-	-
Tecpetrol S.A.	8,14	1,10	103,76	268,99
Total Austral S.A. - Sucursal Argentina	158,57	136,42	14,22	39,69
Transportadora Gas del Sur S.A.	8,24	8,86	5,82	1,49
Vista Oil & Gas Argentina S.A.	14,66	9,10	0,92	0,95
Wintershall Energía S.A.	106,42	88,81	7,45	16,64
YPF S.A.	1.259,28	515,78	9,08	67,17
YSUR Energía Argentina SRL	25,95	19,40	-	-
Desarrollos Petroleros y Ganaderos S.A.	-	0,21	-	-
Interenergy Argentina S.A.	0,01	-	-	-
Metro Holding S.A.	0,60	0,40	-	-
Total USD	2.916,37	1.241,65	330,68	576,55

Fuente: FARN. Fundación de Ambiente y Recursos Naturales.

ANEXO II

Proveedores del Servicio de Energía Plus

Tipo de Agente	Empresa	Máquina	Potencia Máxima Contratable bajo contratos por Servicio de Energía Plus (MW)
Generador	Pampa Energía - Güemes	GUEMTG01	101,5
Generador	Pampa Energía - Genelba	GEBATG03	163,3
Generador	Pampa Energía - Ecoenergía	CERITV01	15
Autogenerador	Solalban Energía	SOLATG01 SOLATG02	50
Generador	Generación Mediterránea	MMARTG03	131,6
Generador	Central Puerto	MMARTG04	15

Fuente: Programación Estacional Definitiva Noviembre 2020 - Abril 2021. CAMMESA.

Proveedores de MATER

Tecnología	Proyecto	Potencia (MW)	Tecnología	Proyecto	Potencia (MW)
Eólica	P.E DE LA BAHÍA	28,8	Eólica	P.E. ALUAR I	68,4
Eólica	P.E. La Castellana II	15,2	Solar	P.S. PARQUE DE LOS LLANOS	12
Eólica	P.E. PAMPA ENERGÍA	50,4	Eólica	P.E. MANQUE	57
Eólica	P.E. MANANTIALES BEHR	99	Solar	P.S. SOLAR DE LOS ANDES	5
Eólica	P.E. RAWSON III	25,05	Solar	P.S. TAMBERÍAS	2,7
Eólica	P.E. LOS OLIVOS	22,8	Solar	P.S. LOS DIAGUITAS	1,8
Eólica	P.E. POMONA II	11,7	Solar	P.S. PARQUE DE LOS LLANOS - A	8
Eólica	P.E. LOS TEROS - ALT	72,77	Solar	P.S. ANCHIPURAC	2,23
Eólica	P.E. DE LA BAHÍA - A	21,6	Solar	P.S. ULLUM SOLARGEN 2	6,5
Eólica	P.E. VILLALONGA II	3,45	Eólica	P.E. VIENTOS NEUQUINOS I	100,485
Eólica	P.E. LA GENOVEVA II	41,8	Eólica	P.E. LOS TEROS	49,79
Eólica	P.E. ENERGETICA I - FASE II	19,95	Solar	P.S. Chepes	2
Eólica	P.E. DEL BICENTENARIO II	25,2	Solar	2018 P.S. La Cumbre II	4
Subtotal (MW)		437,72	Subtotal (MW)		319,905
Total (MW)		757,625			

Fuente: Informe MATER. Enero 2021. CAMMESA.

ANEXO III

Evolución del precio monómico sancionado de la energía eléctrica

Mes	Precio Monómico ponderado Estacional (Energía)	Precio Monómico ponderado Estacional (Potencia)	Precio Monómico Estacional TRANSPORTE	Precio Monómico ponderado Estacional (E + P)+Transporte
	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
ene-17	333,17	3,04		336,2
feb-17	436,23	3,56		439,8
mar-17	592,39	7,77		600,2
abr-17	594,42	7,52		601,9
may-17	586,05	6,85		592,9
jun-17	587,36	6,86		594,2
jul-17	573,87	6,61		580,5
ago-17	575,12	6,65		581,8
sep-17	577,57	7,01		584,6
oct-17	598,41	6,83		605,2
nov-17	602,15	7,38		609,5
dic-17	810,12	6,98	62,64	879,7
ene-18	812,60	6,94	62,20	881,7
feb-18	960,23	7,86	62,40	1030,5
mar-18	964,09	7,30	62,46	1033,9
abr-18	962,15	7,05	62,64	1031,8
may-18	960,11	6,83	61,81	1028,7
jun-18	960,31	6,49	60,92	1027,7
jul-18	966,15	6,18	60,68	1033,0
ago-18	1343,75	20,32	92,53	1456,6
sep-18	1347,65	22,58	95,47	1465,7
oct-18	1350,49	21,61	96,22	1468,3
nov-18	1358,93	23,25	96,62	1478,8
dic-18	1346,47	23,35	96,57	1466,4
ene-19	1486,10	23,82	95,90	1605,8
feb-19	1872,4	211,3	95,5	2179,2
mar-19	1879,8	201,3	95,8	2176,8
abr-19	1890,9	181,6	95,3	2167,7
may-19	1940,2	173,7	94,3	2208,2
jun-19	1927,8	178,8	93,2	2199,7
jul-19	1916,1	164,9	92,3	2173,4
ago-19	1983,7	171,0	92,9	2247,6
sep-19	1999,0	185,9	94,1	2279,0
oct-19	2001,3	177,1	96,1	2274,5
nov-19	2002,3	192,6	96,2	2291,1
dic-19	1991,8	190,7	95,8	2278,3
ene-20	1974,2	178,6	96,9	2249,7

Mes	Precio Monómico ponderado Estacional (Energía)	Precio Monómico ponderado Estacional (Potencia)	Precio Monómico Estacional TRANSPORTE	Precio Monómico ponderado Estacional (E + P)+Transporte
feb-20	1989,2	206,6	95,7	2291,5
mar-20	1984,4	184,5	95,6	2264,6
abr-20	1998,1	167,2	95,3	2260,6
may-20	1967,5	172,7	94,0	2234,3
jun-20	1955,1	168,1	92,8	2216,0
jul-20	1944,0	157,9	92,1	2194,0
ago-20	1963,0	173,4	93,6	2230,0
sep-20	1979,0	192,9	94,1	2266,0
oct-20	1983,8	179,8	96,4	2260,0
nov-20	1989,6	192,8	96,6	2279,0
dic-20	1975,1	185,3	96,6	2257,0

Fuente: Elaboración propia en base a Resoluciones SE.

ANEXO IV

Barril Criollo

Como puede verse en la siguiente Tabla, durante el período analizado la producción de petróleo crudo de Argentina promedio los 198,4 millones de barriles anuales. Las exportaciones ascendieron a aproximadamente 18 millones de barriles. La importación fue de 2,45 millones de barriles anuales en promedio. Y el consumo interno de 182,8 millones de barriles anuales.

Producción, exportaciones, importaciones y consumo interno de petróleo crudo

Año	Producción total de petróleo crudo (millones de barriles)	Exportaciones de petróleo crudo (millones de barriles)	Importación de petróleo crudo (millones de barriles)	Consumo interno de petróleo crudo (millones de barriles)
2010	222,9	34,71	0	188,16
2011	209,3	22,21	0	187,08
2012	208,3	22,53	1,62	187,42
2013	204,2	14,88	2,75	192,05
2014	201,2	15,16	3,57	189,64
2015	201,4	11,32	1,91	191,93
2016	193,6	15,34	6,00	184,26
2017	181,4	10,66	8,18	178,90
2018	185,1	17,54	2,90	170,47
2019	192,4	16,42	0	175,93
2020	182,2	17,52	0	164,65

Fuente: Elaboración propia en base a datos IAPG y SE.

Los precios locales del petróleo se encuentran fuertemente regulados por distintos instrumentos de política económica para estabilizar el precio de este commodity clave. En este sentido, el más importante se define en la Ley 17.319/1967⁵⁷ que regula la exportación de hidrocarburos y sus derivados en base al abastecimiento del mercado interno y además delimita retenciones móviles con un esquema progresivo a partir del valor de 71 USD/barril⁵⁸.

Esto provoca una disociación entre los precios internacionales y los locales, que durante el período analizado se ubicaron durante 7 años por debajo de los valores externos. Esta situación resulta especialmente significativa entre los años 2010 y 2013 cuando se registraron precios internacionales muy elevados. Mientras que en otros 4 años el precio internacional estuvo por debajo del local.

En los años en que el precio local es mayor a los internacionales, los consumidores transfieren renta a las petroleras. Esto puede verse en la siguiente Tabla.

57. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/15000-19999/16078/texact.htm#:~:text=Art%C3%ADculo%201%C2%BA%20%E2%80%94%20Los%20yacimientos%20de,territorial%20en%20que%20se%20encuentren>

58. Res. MEyFP N° 1077/2014 establece un régimen de retenciones móviles.

Transferencias de rentas de los consumidores

Año	Consumo interno de petróleo crudo (millones de barriles)	Precio mercado externo (USD/barril)	Precio mercado interno (USD/barril)	Apropiación del consumidor (USD/barril)	Renta de los consumidores (millones USD)
2010	188,16	77,37	54,3	23,07	4340,8
2011	187,08	102,40	59,9	42,50	7950,90
2012	187,42	105,90	70,10	35,80	6709,56
2013	192,05	102,30	70,50	31,80	6107,23
2014	189,64	96,00	73,00	23,00	4361,81
2015	191,93	45,30	68,00	-22,70	-4356,92
2016	184,26	35,40	58,10	-22,70	-4182,74
2017	178,90	36,00	53,10	-17,10	-3059,18
2018	170,47	66,10	63,50	2,60	443,22
2019	175,93	55,30	53,5	1,80	316,67
2020	164,65	41,33	45	-3,67	-604,27

Fuente: Elaboración propia en base a datos IAPG y SE.

En el año 2016, el Estado Nacional firmó con las petroleras un acuerdo para finalizar con el barril criollo e ir hacia una convergencia hacia los precios internacionales de la industria hidrocarburífera. Esto se logró a partir del 1° de octubre de 2017. A partir del 2020 se reinstauró el barril criollo⁵⁹ para hacer frente al desplome internacional de los precios provocado por el COVID 19 y de esa forma sostener la actividad de la industria.

59. <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/229470/20200519>

ANEXO V

Precios de la energía

En la siguiente tabla se muestran los costos medio, inferior y superior para el año 2020 y referencias para cada una de las categorías analizadas.

Categoría	Límite	Unidad	2020	Referencia
Energía eléctrica a partir de energía nuclear	Inferior	USD/kWh	0.03	Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Edition - IEA https://webstore.iea.org/download/direct/744?fileName=ElecCost2015.pdf
	Media	USD/kWh	0.05	
	Superior	USD/kWh	0.08	
Energía eléctrica a partir de Biogás	Inferior	USD/kWh	0.12	IRENA; Renewable Power Generation Costs in 2019 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf Precios adjudicados diferentes rondas programa RenovAr: https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar
	Media	USD/kWh	0.17	
	Superior	USD/kWh	0.18	
Energía eléctrica a partir de Biogás de relleno sanitario	Inferior	USD/kWh	0.09	IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2019 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf
	Media	USD/kWh	0.13	
	Superior	USD/kWh	0.42	
Energía eléctrica a partir de Biomasa	Inferior	USD/kWh	0.11	IRENA; Renewable Power Generation Costs in 2019 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf Precios adjudicados diferentes rondas programa RenovAr: https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar
	Media	USD/kWh	0.13	
	Superior	USD/kWh	0.15	
Energía eléctrica a partir de Eólico onshore	Inferior	USD/kWh	0.04	IRENA; Renewable Power Generation Costs in 2019 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf Precios adjudicados diferentes rondas programa RenovAr: https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar
	Media	USD/kWh	0.05	
	Superior	USD/kWh	0.07	
Energía eléctrica a partir de Mini Hidros	Inferior	USD/kWh	0.09	IRENA; Renewable Power Generation Costs in 2019 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf Precios adjudicados diferentes rondas programa RenovAr: https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar
	Media	USD/kWh	0.10	
	Superior	USD/kWh	0.11	
Energía eléctrica a partir de Solar fotovoltaico	Inferior	USD/kWh	0.04	IRENA; Renewable Power Generation Costs in 2019 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf Precios adjudicados diferentes rondas programa RenovAr: https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar
	Media	USD/kWh	0.05	
	Superior	USD/kWh	0.06	

Categoría	Límite	Unidad	2020	Referencia
Energía eléctrica a partir de Solar fotovoltaico distribuida	Inferior	USD/kWh	0.06	IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2019 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf
	Media	USD/kWh	0.12	
	Superior	USD/kWh	0.22	
Energía eléctrica a partir de Almacenamiento (baterías)	Inferior	USD/kWh	0.22	Oliver Schimdt, Sylvain Melchior et al. 2019: Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. Joule. https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008 https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S254243511830583X
	Media	USD/kWh	0.32	
	Superior	USD/kWh	0.54	
Energía eléctrica a partir de Grandes Hidros	Inferior	USD/kWh	0.03	IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2019 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf
	Media	USD/kWh	0.05	
	Superior	USD/kWh	0.12	
Energía eléctrica a partir de Ciclo combinado	Inferior	USD/kWh	0.06	Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Edition - IEA https://webstore.iea.org/download/direct/744?fileName=ElecCost2015.pdf
	Media	USD/kWh	0.10	
	Superior	USD/kWh	0.15	
Energía eléctrica a partir de Turbina de Vapor	Inferior	USD/kWh	0.05	Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Edition - IEA https://webstore.iea.org/download/direct/744?fileName=ElecCost2015.pdf
	Media	USD/kWh	0.09	
	Superior	USD/kWh	0.14	
Energía eléctrica a partir de Turbina de gas	Inferior	USD/kWh	0.11	Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Edition - IEA https://webstore.iea.org/download/direct/744?fileName=ElecCost2015.pdf
	Media	USD/kWh	0.15	
	Superior	USD/kWh	0.21	
Energía eléctrica a partir de motores diesel	Inferior	USD/kWh	0.09	Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Edition - IEA https://webstore.iea.org/download/direct/744?fileName=ElecCost2015.pdf
	Media	USD/kWh	0.13	
	Superior	USD/kWh	0.15	
Energía eléctrica a partir de Cogeneración	Inferior	USD/kWh	0.06	Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Edition - IEA https://webstore.iea.org/download/direct/744?fileName=ElecCost2015.pdf
	Media	USD/kWh	0.10	
	Superior	USD/kWh	0.15	
Fuel Oil	Inferior	USD/tn	419.90	CMMESA, Precios de Referencia de Combustible https://portalweb.cammesa.com/memnet1/revistas/estacional/evolucion_Pref_Comb.html
	Media	USD/tn	535.06	
	Superior	USD/tn	707.52	
Gas Oil	Inferior	USD/l	0.96	CMMESA, Precios de Referencia de Combustible https://portalweb.cammesa.com/memnet1/revistas/estacional/evolucion_Pref_Comb.html
	Media	USD/l	1.15	
	Superior	USD/l	1.44	
H2	Inferior	USD/kg	2.18	CMMESA, Precios de Referencia de Combustible https://portalweb.cammesa.com/memnet1/revistas/estacional/evolucion_Pref_Comb.html
	Media	USD/kg	3.12	
	Superior	USD/kg	4.06	
Biodiesel	Inferior	USD/ton	616.71	Ministerio de Economía, Presidencia de la Nación. 2020. Precios de Biocombustibles. https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/biocombustibles/precios-de-biocombustibles
	Media	USD/ton	654.64	
	Superior	USD/ton	705.20	

Categoría	Límite	Unidad	2020	Referencia
Bioetanol	Inferior	USD/m3	420.15	Ministerio de Economía, Presidencia de la Nación. 2020. Precios de Biocombustibles. https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/biocombustibles/precios-de-biocombustibles Ministerio de Economía, Presidencia de la Nación, 2018. Informes de cadena de valor. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspmicro_cadenas_de_valor_azucar.pdf Precio Maiz 2000-2019 https://www.eeaoc.gob.ar/?articulo=precio-maiz-2000-2018
	Media	USD/m3	470.79	
	Superior	USD/m3	533.14	
Carbón	Inferior	USD/tn	98.42	https://webstore.iea.org/download/direct/224
	Media	USD/tn	104.50	
	Superior	USD/tn	109.67	
Gas Natural	Inferior	USD/Mm3	107.36	Secretaría de Energía, Presidencia de la Nación. 2020. Regalías de Petróleo Crudo, Gas Natural, GLP, Gasolina y de Condensado. http://datos.minem.gob.ar/dataset/regalias-de-petroleo-crudo-gas-natural-glp-gasolina-y-condensado
	Media	USD/Mm3	120.35	
	Superior	USD/Mm3	138.28	
Gas Natural Licuado	Inferior	USD/Mm3	298.33	IEASA, Integración Energética Argentina S.A. http://www.ieasa.com.ar/index.php/gas/
	Media	USD/Mm3	349.98	
	Superior	USD/Mm3	415.83	
GLP (Gas Licuado de Petróleo)	Inferior	USD/Mm3	118.23	Secretaría de Energía, Presidencia de la Nación. 2020. Regalías de Petróleo Crudo, Gas Natural, GLP, Gasolina y de Condensado. http://datos.minem.gob.ar/dataset/regalias-de-petroleo-crudo-gas-natural-glp-gasolina-y-condensado
	Media	USD/Mm3	143.96	
	Superior	USD/Mm3	159.26	
Nafta	Inferior	USD/l	0.98	Secretaría de Energía, Presidencia de la Nación. 2020. Regalías de Petróleo Crudo, Gas Natural, GLP, Gasolina y de Condensado. http://datos.minem.gob.ar/dataset/regalias-de-petroleo-crudo-gas-natural-glp-gasolina-y-condensado
	Media	USD/l	1.20	
	Superior	USD/l	1.43	
Jet Fuel	Inferior	USD/l	0.67	Secretaría de Energía, Presidencia de la Nación. 2020. Regalías de Petróleo Crudo, Gas Natural, GLP, Gasolina y de Condensado. http://datos.minem.gob.ar/dataset/regalias-de-petroleo-crudo-gas-natural-glp-gasolina-y-condensado
	Media	USD/l	0.83	
	Superior	USD/l	0.97	
Calefones solares	Inferior	USD/u	195.50	Se consideraron calefones solares de 80 lts www.mercadolibre.com.ar
	Media	USD/u	258.06	
	Superior	USD/u	350.93	
Calefón o termotanque gas	Inferior	USD/u	169.11	Se consideró calefones a gas de 80lts www.mercadolibre.com.ar
	Media	USD/u	215.05	
	Superior	USD/u	371.46	
Calefón eléctrico	Inferior	USD/u	185.73	Se consideró calefones eléctricos de 80lts www.mercadolibre.com.ar
	Media	USD/u	215.05	
	Superior	USD/u	293.26	

Categoría	Límite	Unidad	2020	Referencia
Calefactor a gas	Inferior	USD/u	97.75	Se consideraron equipos de 3000kcal/h www.mercadolibre.com.ar
	Media	USD/u	146.63	
	Superior	USD/u	195.50	
Bomba de calor (split frío/calor)	Inferior	USD/u	488.76	Se consideraron equipos de potencia equivalente a 3000kcal/h www.mercadolibre.com.ar
	Media	USD/u	586.51	
	Superior	USD/u	684.26	
Vehículo nafta/diesel	Inferior	USD/u	13,721.06	Peugeot 208, Peugeot 308 Allure, Peugeot 408 Allure, Peugeot 2008 SUV, Volkswagen Vento, Volkswagen Saveiro, Volkswagen UP, Volkswagen Gold Trend, Volkswagen Polo, Fiat Ducato, Fiat Cronos, Fiat Argo, Renault Duster, Renault Kwid, Renault Sandero, Renault Logan, Renault Capture, Ford Ecoesport, Ford Ka, Citroen C4 y Citroen C3. https://autos.mercadolibre.com.ar/autos-0km
	Media	USD/u	18,819.91	
	Superior	USD/u	23,918.77	
Vehículo eléctrico	Inferior	USD/u	24,164.96	https://www.quecochemecompro.com/blog/comparativa-coches-electricos-guia-de-compra/ https://www.iproup.com/innovacion/15016-auto-electrico-modelos-precios-y-cuales-ya-se-producen-en-argentina https://cleantechnica.com/2019/04/17/bnef-shocker-electric-cars-price-competitive-in-2020-as-battery-costs-plummet/
	Media	USD/u	32,201.47	
	Superior	USD/u	40,237.99	
Vehículo biocombustibles	Inferior	USD/u	16,465.27	Los vehículos con motor para biocombustibles se proyectaron como los vehículos de combustión interna, con un aumento del 25% la diferencia de costo se hace más pequeña hasta igualarse los precios en el año 2025.
	Media	USD/u	22,583.90	
	Superior	USD/u	28,702.52	
Bus diesel	Inferior	USD/u	116,279.07	https://vehiculos.mercadolibre.com.ar/colectivos/ https://www.olx.com.ar/camiones-vehiculos-comerciales_c416/q-colectivo https://www.autofoco.com/usados/-/camiones+y+omnibus/omnibus
	Media	USD/u	145,348.84	
	Superior	USD/u	174,418.60	
Bus eléctricos	Inferior	USD/u	280,000.00	https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/china-automotive-electric-bus-market https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/Electric%20buses%20arrive%20on%20time.pdf
	Media	USD/u	315,000.00	
	Superior	USD/u	350,000.00	
Bus biodiesel	Inferior	USD/u	145,348.84	Los buses con motor para biocombustibles se proyectaron como los buses de combustión interna, con un aumento del 25%
	Media	USD/u	181,686.05	
	Superior	USD/u	218,023.26	
Líneas de alta tensión	Inferior	USD/km	775,740.79	http://www.petrotecnica.com.ar/petro_08/SIN_SP.pdf Secretaría de Energía, Ministerio de Desarrollo Productivo, Presidencia de la Nación. Junio 2020. https://econojournal.com.ar/cntnt/uploads/2020/07/MASTER-PLAN-11-JUN-2020-1.pdf. (17/12/2020) http://www.construar.com.ar/2018/09/cartellone-se-adjudico-la-construccion-de-una-linea-de-alta-tension-en-san-juan-900-millones/
	Media	USD/km	1,246,720.37	
	Superior	USD/km	1,717,699.95	

Categoría	Límite	Unidad	2020	Referencia
Gasoductos	Inferior	USD/km	2,058,579.36	IAPG. Insituto Argentino de Petróleo y Gas https://www.iapg.org.ar/download/Downstream.pdf Secretaría de Energía, Ministerio de Desarrollo Productivo, Presidencia de la Nación. Junio 2020. https://econojournal.com.ar/cntnt/uploads/2020/07/MASTER-PLAN-11-JUN-2020-1.pdf . (17/12/2020) https://www.bnamericas.com/es/reportajes/los-5-mayores-proyectos-de-gasoductos-de-argentina
	Media	USD/km	2,533,425.67	
	Superior	USD/km	3,008,271.98	
Sistemas de carga vehículos eléctricos	Inferior	USD/auto	2,455.50	https://webstore.iea.org/download/direct/3007 https://www.evgo.com/wp-content/uploads/2020/05/2020.05.18_EVgo-Whitepaper_DC-FC-cost-and-policy.pdf https://hiconics-zn.en.made-in-china.com
	Media	USD/auto	2,954.81	
	Superior	USD/auto	3,454.13	

Fuente: Elaboración propia

BIBLIOGRAFÍA

ADEERA (2019). Tarifas & Ingresos. Resumen Ejecutivo 2019.

http://www.adeera.com.ar/newsroom/archivosinformes/Tarifas%20e%20Ingresos_Resumen%20Ejecutivo_vf.pdf (Acceso Junio 2021)

Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública. Disponible en:

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

Balances Energéticos Nacionales. Disponible en:

<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>

BloombergNEF.

<https://about.bnef.com/> (13/11/2020)

Boardman, B.; Houghton, T. (1991). Poverty and power: The efficient use of electricity in low-income households. Available from British Library Document Supply Centre-DSC:f99/1687 (Acceso Junio 2021)

Cadena de Valor de los Hidrocarburos. Disponible en:

https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe_cadena_de_valor_hidrocarburos.pdf

CAMMESA. Disponible en: <https://portalweb.cammesa.com/default.aspx>

Castaño-Rosa R. et al. (2020). Midiendo la pobreza energética. Una revisión de indicadores. Rev. hábitat sustentable vol.10 no.1 Concepción jun. 2020. ISSN 0719-0700.

<http://dx.doi.org/10.22320/07190700.2020.10.01.01> (Acceso Junio 2021)

CIMA. Centro de Información Minera de Argentina. Disponible en:

<http://informacionminera.produccion.gob.ar/>

Csiba, Catalina. (2016). Energy Poverty Handbook. European Parliament.

<https://bpie.eu/wp-content/uploads/2016/11/energypovertyhandbook-online.pdf> (Acceso Junio 2021)

Datos Macro. Disponible en: <https://datosmacro.expansion.com/materias-primas/opec?anio=2010>

Einstoss Alejandro. 2020. Precios, Tarifas y Subsidios a la Energía. EUDEBA

ENARGAS. Ente Nacional Regulador del Gas. Disponible en: <https://www.enargas.gob.ar/>

Energía Abierta. Comisión Nacional de Energía. Chile. Disponible en: <http://energiaabierta.cl/>

FARN, a. Fundación Ambiente y Recursos Naturales. Disponible en: <https://farn.org.ar/>

FARN, b. Fundación Ambiente y Recursos Naturales, 2019. Elementos para una Estrategia a Largo Plazo Baja en Carbono. 2019. CTAE/FIO/UNICEN. Disponible en: https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2020/07/UNICEN-Elementos-para-alcanzar-la-carbono-neutralidad-a-2050_2.pdf (Acceso Octubre 2020)

García Ochoa, Rigoberto. (2014). Manual de Pobreza Energética. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

https://www.cepal.org/sites/default/files/publication/files/36661/S2014039_es.pdf (Acceso Junio 2021)

Hills, John (2012) Getting the measure of fuel poverty: final report of the Fuel Poverty Review. CASE-report, 72. Centre for Analysis of Social Exclusion, London School of Economics and Political Science, London, UK.

<http://eprints.lse.ac.uk/43153/1/CASEREport72%28lsero%29.pdf> (Acceso Junio 2021)

IAPG. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Disponible en: https://www.iapg.org.ar/web_iapg/

IEA: International Energy Agency. <https://www.iea.org/> (12/11/2020)

INDEC, a. Instituto Nacional de Estadísticas y Censos. <https://www.indec.gob.ar/>

INDEC, b (2020). Evolución de la distribución del ingreso (EPH). Cuarto trimestre de 2020. Trabajo e ingresos Vol. 5, n° 2.

https://www.indec.gob.ar/uploads/informesdeprensa/ingresos_4trim20F7BE1641DE.pdf (Acceso Junio 2021)

IRENA: International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/> (06/11/2020)

Informe de Biocombustibles Abril 2019. Dirección de Bioenergía. Disponible en:

[https://magyp.gob.ar/sitio/areas/bioenergia/informes/_archivos//000003_Informes%20Biocombustibles%202019/190400_Informe%20biocombustibles%20\(Abril%202019\).pdf](https://magyp.gob.ar/sitio/areas/bioenergia/informes/_archivos//000003_Informes%20Biocombustibles%202019/190400_Informe%20biocombustibles%20(Abril%202019).pdf) (Acceso Noviembre 2020)

Louis-Benoit Desroches, Karina Garbesi et al. 2012: Incorporating Experience Curves in Appliance Standards Analysis. Energy Policy. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.066> (Acceso Noviembre 2020)

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

<https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/mitigacion>

Ministerio de Economía, Subsecretaría de Ingresos Públicos, Gastos Tributarios. Serie 2001-2021.

Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/economia/ingresospublicos/gastotributarios>

Ministerio de Energía y Minería. (2017). Escenarios Energéticos 2030. Disponible en:

<http://datos.minem.gob.ar/dataset/9e2a8087-1b49-446a-8e86-712b476122fb/resource/04d-bee7f-0b6f-48d0-b460-8d7fa3b282c7/download/minem-documento-escenarios-energeticos-2030pub.pdf> (Acceso Mayo 2021)

Pepermans G. et al. (2005) Distributed generation: definition, benefits and issues. Energy Policy, Volume 33, Issue 6, 2005, Pages 787-798, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.004>. (Acceso Abril 2021)

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421503003069>

Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040. Disponible en:

<https://escenariosenergeticos.org/> (Acceso Junio 2021)

Precios de Exportación del Petróleo Crudo. Disponible en:

<http://datos.minem.gob.ar/dataset/precio-de-exportacion-de-petroleo-crudo>

Presupuesto Abierto. Disponible en: <https://www.presupuestoabierto.gob.ar/sici/>

Programa Federal Quinquenal de Obras de Infraestructura Energética. Junio 2020. Disponible en: <https://econojournal.com.ar/cntnt/uploads/2020/07/MASTER-PLAN-11-JUN-2020-1.pdf> (Acceso Noviembre 2020)

Rojo Julián. La producción de hidrocarburos en Argentina. Informe anual. 2020. Instituto Argentino de la Energía General Mosconi. Disponible en: <https://www.iae.org.ar/2021/03/04/informe-anual-de-hidrocarburos-ano-2020/> (Acceso Junio 2021)

Romero I., Cristófalo M. (2020) Herramienta para el Fomento de Instalaciones Solares Fotovoltaicas en la Ciudad de Buenos Aires, para la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. https://www.buenosaires.gob.ar/sites/gcaba/files/herramienta_sfv_caba_-_reporte_final.pdf (Acceso Junio 2021)

Secretaría de Energía de la Nación (2009/2016) Ley 26.190 y 27.191 de Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica y su Modificación. Disponible en: <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3876> (Acceso Junio 2021)

Secretaría de Energía, Ministerio de Desarrollo Productivo, Presidencia de la Nación. Junio 2020. <https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar> (Acceso Junio 2021)

Thema, J., and Vondung, F. (2020) EPOV Indicator Dashboard: Methodology Guidebook. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH. https://www.energypoverty.eu/sites/default/files/news/downloads/20-07/epov_methodology_guidebook.pdf (Acceso Junio 2021)

Vignolo, M, Zeballos, R. (2001) Transmission networks or distributed generation? [en línea] Montevideo : UR. FING, 2001. <https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/handle/20.500.12008/21165> (Acceso Junio 2021)

NORMATIVA

Ley N° 17.319/1967. Disponible en: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/15000-19999/16078/texact.htm>

Ley N° 24.065/1991. Disponible en: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?jsessionid=B89E4FE91216B-23B3904A57A5AB66534?id=464>

Ley N° 25.561/2002. Disponible en: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=71477>

Ley N° 25.565/2002. Disponible en: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/70000-74999/73048/norma.htm>

Ley N° 25.943/2004. Disponible en: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/100000-104999/100591/norma.htm>

Ley N° 26.741/2012. Disponible en: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=196894>

Decreto PEN N° 1.034/2002. Disponible en: <http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas/1034-02.htm>

Decreto PEN N° 1.277/2003. Disponible en:
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/90000-94999/91197/norma.htm>

Decreto PEN N° 1.277/2012. Disponible en:
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=200130>

Decreto PEN N° 882/2017. Disponible en:
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/285000-289999/285749/norma.htm>

Decreto PEN N° 1.053/2018. Disponible en:
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/315000-319999/316448/norma.htm>

Resolución SE N° 95/2013. Disponible en:
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=209933>

Resolución CPyCEPNIH N° 1/2013. Disponible en:
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/205000-209999/208430/norma.htm>

Resolución CPyCEPNIH N° 60/2013. Disponible en:
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=222998>

Resolución CPyCEPNIH N° 83/2013. Disponible en:
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/220000-224999/223477/norma.htm>

Resolución MEyFP N° 1.077/2014. Disponible en:
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/240000-244999/240309/norma.htm>

Resolución CPyCEPNIH N° 185/2015. Disponible en:
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/252649/norma.htm>

Resolución MINEM N° 122/2016 y MP N° 312/2016. Disponible en:
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=263281>

Resolución Secretaría de Industria y Servicios N° 528/2017. Disponible en:
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do;jsessionid=57DC108EB31509B-7B171E0A7027E701C?id=277406>

Tipo de cambio BCRA. Disponible en:
[http://www.bcra.gov.ar/PublicacionesEstadisticas/Principales_variables_datos.asp?serie=272&detalle=Tipo%20de%20Cambio%20Mayorista%20\(\\$%20por%20US\\$\)%20Comunicaci%F3n%20A%203500%A0-%20Referencia](http://www.bcra.gov.ar/PublicacionesEstadisticas/Principales_variables_datos.asp?serie=272&detalle=Tipo%20de%20Cambio%20Mayorista%20($%20por%20US$)%20Comunicaci%F3n%20A%203500%A0-%20Referencia)