



---

## **Estrategias de Implementación Masiva de Energías Renovables para la Generación Eléctrica en la Argentina**

---

JUNIO 2022

# **Estrategias de Implementación Masiva de Energías Renovables para la Generación Eléctrica en la Argentina**

## **Autores**

Ing. M. Celeste Lemos

Ing. Julian Tuccillo

## **Colaboradores**

Ing. Natalia Bottero

Abog. Pablo Arrascaeta

## **Revisores**

Ing. Andrea Afranchi

Ing. Andrea Heins

El presente documento ha sido preparado por los autores, miembros de la Comunidad de Líderes Energéticos del Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía (CACME), en concepto de asistencia técnica del CACME hacia la Fundación de Ingeniería para la Innovación (FIPI) de la Facultad de Ingeniería de la UNICEN, entidad receptora del mismo.

Las opiniones expresadas en el documento son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las del CACME y sus miembros.

La utilización del contenido es de exclusivo uso de la FIPI y su publicación, total o parcial, podrá realizarse exclusivamente con el previo consentimiento expreso del CACME.

# Índice

- Índice de Acrónimos y Siglas .....5
- Lista de Figuras .....7
- Introducción y Objetivos .....9
- Capítulo 1. Propuestas normativas para el desarrollo de las renovables..... 11
  - Introducción y Objetivos ..... 11
  - 1.1. Contexto y Fundamentos..... 11
  - 1.2. Propuestas a adoptarse en el Corto Plazo ..... 13
    - 1.2.1. Restauración de la plena vigencia de la ley 24.065..... 13
    - 1.2.2. Beneficios fiscales ..... 15
    - 1.2.3. Ampliación del sistema de transporte ..... 16
    - 1.2.4. Fomento de adhesiones provinciales a la ley 27.424..... 17
    - 1.2.5. Incorporación de nuevas alternativas: La ley de Hidrógeno ..... 17
    - 1.2.6. Creación de un arreglo institucional adecuado ..... 19
    - 1.2.7. Ampliación del porcentaje establecido en la ley 27.191 ..... 19
  - 1.3. Propuestas a Adoptarse en el Mediano / Largo Plazo ..... 20
    - 1.3.1. Movilidad sustentable..... 21
    - 1.3.2. La ley 24.065 y la competencia..... 22
    - 1.3.3. Eficiencia energética: El ejemplo del etiquetado de viviendas..... 23
    - 1.3.4. Generación Distribuida: Contractualización entre privados..... 24
- Capítulo 2. Propuestas de instrumentos para la financiación de las renovables..... 26
  - Introducción y Objetivos ..... 26
  - 2.1. Contexto y Fundamentos..... 26
  - 2.2. Propuestas de Instrumentos Financieros para la Descarbonización Masiva ..... 34
    - 2.2.1. Financiación de origen público ..... 37
    - 2.2.2. Remoción de barreras financieras al desarrollo de la generación distribuida..... 49
    - 2.2.3. Financiación de origen privado..... 51
- Capítulo 3. Propuestas de modelos de negocio para el desarrollo de las renovables ..... 56
  - Introducción y Objetivos ..... 56
  - 3.1. Formación Profesional de Instaladores, Técnicos, Educadores e Investigadores ..... 56
  - 3.2. Desarrollo, Gestión e Implementación de Proyectos de Energía ..... 57
  - 3.3. Comercialización, Logística y Distribución de Tecnología ..... 58
  - 3.4. Fabricación de Tecnología ..... 58

3.5. Construcción y Mantenimiento de Infraestructura Eléctrica y de Hidrógeno.....	59
3.6. Comercialización de Energía e Hidrógeno .....	60
3.7. Generación y Acumulación de Energía e Hidrógeno .....	61
3.8. Desarrollo de Software y Digitalización .....	62
3.9. Coordinación de Instituciones Públicas y No Gubernamentales.....	63
Capítulo 4. Propuesta para el desarrollo científico, tecnológico y educativo en renovables .....	64
Introducción y Objetivos .....	64
4.1. Funciones Tecnológicas de la Agencia Nacional de Energía.....	64
4.2. Formación y Comunicación para las Renovables .....	65
4.3. Promoción del Desarrollo del Sistema Educativo.....	66
4.4. Agregación de proyectos y redes de aprendizaje.....	67
4.5. Concientización a través de la Generación Energética Comunitaria .....	69
4.6. Propuestas de Investigación, Desarrollo e Innovación .....	69
4.6.1. Desarrollo de proyectos piloto .....	70
4.6.2. Desarrollo de la producción local .....	71
4.6.3. Desarrollo de planes y articulación con organismos.....	71
4.6.4. Creación de empresas de base tecnológica .....	71
4.7. Programas de Financiación de Proyectos .....	72
Capítulo 5. Propuestas para superar barreras culturales y sociales en la adopción de renovables.....	74
Introducción y Objetivos .....	74
5.1. Principales Barreras Identificadas .....	74
5.1.1. Barreras socio-económicas .....	74
5.1.2. Falta de capacidades técnicas y bajo nivel de concientización.....	77
5.1.3. Vulnerabilidad poblacional y pobreza energética.....	79
5.1.4. Desconfianza e incertidumbre social .....	83
5.1.5. Barreras regulatorias .....	84
5.2. Propuestas para Superar las Barreras.....	84
5.2.1. Creación de la Agencia Nacional de Energía.....	85
5.2.2. Plan de transición energética a largo plazo .....	85
5.2.3. Política de desarrollo local .....	85
5.2.4. Incentivos económicos: Impuesto al carbono, subsidios a los combustibles y energía renovable.....	87
5.2.5. Políticas Públicas.....	91
5.3. Plan de Información y Comunicación .....	92
5.3.1. Consideraciones generales.....	92
5.3.2. Audiencia .....	94
5.3.3. Contenido.....	95

5.3.4. Canales.....	96
5.3.5. Mecanismos .....	97
Conclusiones y Directivas Futuras.....	99
Bibliografía .....	102

## Índice de Acrónimos y Siglas

AAEE - Asociación Argentina de Energía Eólica

ADEERA - Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina

Agencia I+D+I - Agencia Nacional de Promoción de la Investigación, el Desarrollo Tecnológico y la Innovación

AGUEERA - Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina

AI - “Artificial Intelligence” o Inteligencia Artificial

AMBA - Área Metropolitana de Buenos Aires

ASADES - Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente

ATEERA - Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina

CACME - Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía

CADER - Cámara Argentina de Energías Renovables

CAFEEST - Cámara Argentina de Fabricantes de Equipos de Energía Solar Térmica

CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico

CAPEX - Capital Expenditure (Costo de Capital)

CARESOL - Cámara Argentina de Energía Solar

CEARE - Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética

CNEA - Comisión Nacional de Energía Atómica

CO<sub>2</sub> - Dióxido de Carbono

CO<sub>2eq</sub> - Dióxido de Carbono equivalente

CONAE - Comisión Nacional de Actividades Espaciales

CONICET - Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas

ENRE - Ente Nacional Regulador de la Electricidad

EPRE - Ente Provincial Regulador de la Energía

ESCO - Energy Services Company (Empresa de servicios de energía)

FANSIGED - Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida

FARN - Fundación Ambiente y Recursos Naturales

FODER - Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables

FODIS - Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables

GEI - Gases de Efecto Invernadero

GU - Gran Usuario

GUDI - Grandes Demandas o Grandes Usuarios del Distribuidor

GUMA - Gran Usuario Mayor

GUME - Gran Usuario Menor

I+D+i - Investigación, Desarrollo e innovación

ICMA - International Capital Markets Association

INET - Instituto Nacional de Educación Tecnológica

INTI - Instituto Nacional de Tecnología Industrial

IOT - “Internet of Things” o Internet de las cosas

LCOE - Levelized Cost of Energy (Costo Nivelado de la Energía)

MAT - Mercado a Término

MATER - Mercado a Término de Energías Renovables

MEM - Mercado Eléctrico Mayorista

MTM - Mercado a Término Mendoza

NDC - Contribuciones Determinadas a nivel Nacional

OPEX - Operational Expenditure (Costo de Operación y Mantenimiento)

RAMCC - Red Argentina de Municipios contra el Cambio Climático

REDS - Recursos Energéticos Distribuidos

SADI - Sistema Argentino de Interconexión

SE - Secretaría de Energía del Ministerio de Economía Nacional

VAD - Valor Agregado de Distribución

## Lista de Figuras

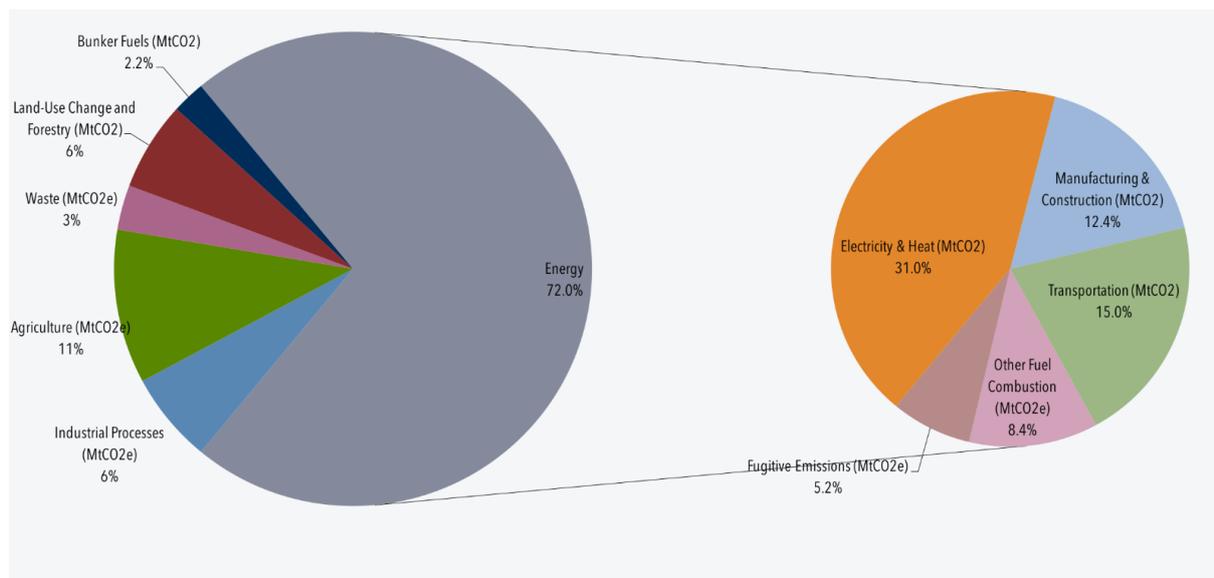
<b>Figura 0.</b> Emisiones globales de GEI por sector. Fuente: Climate Analysis Indicators Tool (World Resources Institute, 2017). .....	9
<b>Figura 1.</b> Cobertura del ingreso total MEM, sobre el costo total MEM. Cálculo de Precios y Costos Monómicos Medios. Fuente: CAMMESA, 2022. ....	28
<b>Figura 2.</b> Evolución de la cobertura de los precios monómicos medios estacionales sobre el costo monómico medio de la energía a distribución. Fuente: CAMMESA, 2022. ....	29
<b>Figura 3.</b> Estudio del VAD y cómo los cuadros tarifarios T1-R cubren dicho costo. El valor agregado de distribución que permite una operación y mantenimiento normal de la red se encuentra en promedio en todo el país entre 15 y 19 USD/usuario por mes, para usuarios de 2 kW y 200 kWh/mes de consumo (según se ilustra con las bandas rojas en el gráfico). Las barras azules, por otro lado, muestran la proporción de VAD que es cubierta efectivamente con los pagos de los usuarios acorde a su tarifa, en dólares por usuario y por mes, según distribuidora del país. Fuente: gráfico elaborado por L. Giumelli, 2022. ....	30
<b>Figura 4.</b> Explicación del incremento de costos de generación entre 2021 y 2022, a partir del aumento de consumo y precios de combustibles fósiles alternativos. Fuente: CAMMESA - BIS, 2022. ....	32
<b>Figura 5.a.</b> Costo monómico de generación por tecnología en la matriz eléctrica Argentina. Fuente: Gráfico elaborado por E. Kipper / L. Giumelli, con datos de Informes Mensuales Enero-Marzo 2019. L. Giumelli, 2022. ....	32
<b>Figura 5.b.</b> Costos Nivelados de Energía para tecnologías renovables a nivel mundial. Fuente: IRENA, 2021. ....	33
<b>Figura 6.</b> Evolución del mix de generación en el escenario simulado. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022. ....	38
<b>Figura 7.</b> Evolución de la generación anual en el escenario simulado. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022. ....	39
<b>Figura 8.</b> Evolución de la capacidad eléctrica instalada en el escenario simulado. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022. ....	39
<b>Figura 9.</b> Evolución del factor de emisiones de la red en el escenario simulado. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022. ....	40
<b>Figura 10.</b> Quita progresiva de subsidios eléctricos en los primeros 5 años, con un aumento del 15% interanual del precio estacional, y luego disminución del costo monómico MEM y del precio estacional con el aumento de productividad por generación renovable en el escenario simulado. El factor de cobertura de subsidios sobre el costo MEM se supone en un 50%. Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, 2022. ....	41
<b>Figura 11.</b> Ingresos de CAMMESA por venta de energía generada a distribuidoras y grandes usuarios, vs costo MEM de generación total, en el escenario simulado. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022. ....	42
<b>Figura 12.</b> Subsidio anual erogado vs. subsidio anual presupuestado, en el escenario simulado. La diferencia entre las barras representa el “ahorro de subsidios” que se destina al fondo para capitalización del aumento de generación en renovables e I+D+i. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022. ....	43
<b>Figura 13.</b> Nueva potencia nominal instalada año a año en generación renovable, por mecanismo de financiación, en el escenario simulado. Los renglones denominados “por Incremento de Demanda”, hacen referencia a la nueva potencia nominal instalada a partir de financiación privada. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022. ....	44

<b>Figura 14.</b> Nueva potencia nominal instalada año a año en generación gran renovable y gran distribuida, proporción por mecanismo de financiación, en el escenario simulado. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022.....	44
<b>Figura 15.</b> Nueva potencia nominal instalada año a año en generación renovable distribuida residencial, proporción por mecanismo de financiación, en el escenario simulado. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022.....	45
<b>Figura 16.</b> Inversión en nueva potencia instalada año a año en generación renovable, por mecanismo de financiación, en el escenario simulado. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022.....	45
<b>Figura 17.</b> Disponibilidad de Fondos Nacionales para nueva potencia instalada año a año en generación renovable, en el escenario simulado. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022.....	46
<b>Figura 18.</b> Países con regiones de paridad de red a 2015 (Booream-Phelps et. al, 2015).....	51
<b>Figura 19.</b> Objetivos de la Agregación de Proyectos. Fuente: Elaboración propia. ....	68
<b>Figura 20.</b> Fuente: Informe Tarifas & Ingresos - ADEERA, 2018 .....	75
<b>Figura 21.</b> Consumo por uso por hogar de acuerdo a la zona bioclimática y niveles educativos. Fuente: Propuesta Del Plan Nacional De Eficiencia Energética Argentina - 2021.....	76
<b>Figura 22.</b> Potencial de generación directa (izquierda) e indirecta (derecha) de biomasa. Fuente: Probiomasa (FAO, 2020).....	77
<b>Figura 23.</b> Túnel de barreras relacionadas a las capacidades y conciencia social. Fuente: Elaboración propia. ..	78
<b>Figura 24.</b> Fuente: Elaboración propia en base a datos del Banco Mundial.....	80
<b>Figura 25.</b> Fuente: Enargas - Pobreza e indigencia energética por decil de ingresos. Total País 2015-2020. ....	81
<b>Figura 26.</b> Mapa de Distribución de nuevos puestos de trabajo creados por desarrollo de Energía Renovable en Argentina. Fuente: SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES, 2018 .....	86
<b>Figura 27.</b> Recaudación en Argentina por impuestos al carbono. Fuente: Energy Policy Tracker 2021 .....	88
<b>Figura 28.</b> Subsidios energéticos. Fuente: Elaboración propia con datos de FARN 2021. ....	89
<b>Figura 29.</b> Mapa de las iniciativas de precio al carbono a nivel nacional, regional y sub-nacional mediante impuestos al carbono o SECs. Fuente: Banco Mundial, 2018.....	90
<b>Figura 30.</b> Plan de comunicación. Fuente: Elaboración propia.....	93
<b>Figura 31.</b> Canales de comunicación. Fuente: Elaboración propia. ....	97

## Introducción y Objetivos

Desde finales del Siglo XIX, la temperatura promedio de la superficie del planeta ha aumentado aproximadamente 2,12 °F (Fahrenheit), es decir, 1.18 °C, un cambio impulsado en gran medida por el aumento de los gases de efecto invernadero (GEI). Este continuo aumento de las emisiones es debido en gran parte a la forma en que generamos energía y a cómo la consumimos, los procesos de producción y el transporte que utilizamos contribuyendo al cambio climático.

Como se observa en el siguiente gráfico, a nivel mundial, las principales fuentes de emisiones de GEI son la electricidad y el calor (31%), la agricultura (11%), el transporte (15%), la silvicultura (6%) y la fabricación (12%). De esta forma, el 72% de todas las emisiones provienen de la producción y consumo de energía de todo tipo.



**Figura 0.** Emisiones globales de GEI por sector. Fuente: Climate Analysis Indicators Tool (World Resources Institute, 2017).

Para contener el incremento de la temperatura a 1.5°C debemos reducir un 45% el nivel de emisiones antes del 2030, respecto al 2010. El desafío siguiente será llegar a Net Zero o Carbono neutral para el 2050. Para esto se deben acordar medidas urgentes, concretas y de alto impacto para poder mantener la esperanza de un Net Zero para el 2050.

Los diversos sectores deben trabajar articuladamente para un desarrollo sostenible desde el punto de vista de la eficiencia energética, la diversificación y descarbonización de la matriz energética, la promoción de las energías renovables, el desarrollo de la generación distribuida y las redes inteligentes. Por un lado, los gobiernos buscan impulsar más regulaciones que fomenten el uso de energías renovables, la eficiencia energética, la electrificación, la economía circular y el consumo responsable. Por otro lado, las empresas y organizaciones también avanzan con diversos compromisos para esta transición, implementando estrategias de mitigación, adaptación y compensación de emisiones. También la sociedad civil, cada vez más reclama la producción sustentable y el cuidado del ambiente.

El camino hacia la carbono-neutralidad requiere identificar aquellas áreas que tienen mayor impacto y las que permiten mayor reducción de emisiones en el corto plazo. Para ello es necesario establecer acciones concretas y medibles que pueden contribuir a reducir el cambio climático y trabajar articuladamente con los diversos actores tanto locales como internacionales. Como se observa en la Figura 0, las emisiones provenientes del

sector energético representan más del 70%, por ello que, si bien hay que diversificar y actuar en todos los sectores, en el presente estudio nos concentramos en el sector energético. Es así que la transición energética global ofrece una gran oportunidad para transformar el sector energético en todos los aspectos. El modelo energético actual de Argentina está basado fundamentalmente en combustibles fósiles, con los impactos ambientales que ello acarrea. Se necesita un cambio del modelo energético actual, entre otras cosas, debido a los compromisos internacionales que el país ha asumido en materia de cambio climático a partir de la firma del Acuerdo de París y la presentación de sus NDC, y como parte de un compromiso ético con las generaciones actuales y futuras. Con todo esto, el objetivo del trabajo es identificar y proponer diversas acciones tanto a corto como a largo plazo, para lograr reducir las emisiones de GEI en Argentina a partir de la promoción de las energías renovables, desde distintos enfoques.

En el Capítulo 1 se analizan y proponen adecuaciones de la legislación vigente en cuanto al sistema eléctrico, a la generación distribuida, a las energías renovables, a la incorporación de nuevas alternativas como la ley de Hidrógeno, a la eficiencia energética y otras normas y estructuras que sirvan como apalancamiento para la transición energética.

En el Capítulo 2 se presentan propuestas de diversos mecanismos para financiar la implementación de las energías renovables en la matriz energética Argentina. En este capítulo se realiza una simulación por medio de un redireccionamiento de subsidios y capitalización por productividad para reducir las emisiones de GEI y se describen instrumentos de financiación pública a través de la participación público-privada. Además, se describen ciertas barreras financieras para el desarrollo de la generación distribuida en Argentina y se detallan otros potenciales mecanismos de financiación privada como bonos, certificados climáticos, etc.

En el Capítulo 3 se exponen modelos de negocio que permitirían desarrollar las actividades relacionadas a las nuevas tecnologías de energía sostenible, fortaleciendo capacidades, creando cadenas de valor locales, desarrollo de proyectos de energía, entre otras. Se tienen en cuenta tendencias a nivel global y visiones posibles para el desarrollo de estas en Argentina.

Luego, en el Capítulo 4 se describen las propuestas para el desarrollo de tecnologías, equipos y componentes a nivel local, por medio de la formación y comunicación, la integración del desarrollo sustentable en el sistema educativo, la agregación de proyectos, el impulso de las áreas de innovación y desarrollo y otros programas de financiamientos de proyectos vinculados al capítulo 2.

Por último, el Capítulo 5 describe diversas barreras culturales y sociales, tales como la pobreza energética, la deficiencia de educación en materia energética, falta de articulación, etc. y analiza soluciones para superar dichas barreras por medio de diversos planes y políticas públicas que incentiven el desarrollo de las energías renovables y promuevan la conciencia en el uso de la energía. Finalmente, se propone un plan comunicacional con el objetivo de incluir a todos los actores de la sociedad para ser parte de la transición energética, describiendo diversos canales y mecanismo para acercarse con cada tipo de audiencia.

## Capítulo 1. Propuestas normativas para el desarrollo de las renovables

### Introducción y Objetivos

En el presente capítulo se analizan adecuaciones normativas que, a tenor del estado actual del sistema eléctrico y la coyuntura económica que atraviesa Argentina, se propone que se adopten en un escenario de corto plazo.

Esas soluciones incluyen modificaciones normativas que resultan necesarias por dos motivos. En primer lugar, porque el sistema eléctrico las requiere para permitir su adecuado desarrollo técnico. En segundo lugar, porque serán señales inequívocas para inversores y operadores del sistema, cuya participación es clave en el futuro del sector.

Por otro lado, también se proponen adecuaciones que reforzarán la idea de restablecer un mercado eléctrico y un sistema subyacente con normas claras, estables y previsibles en el tiempo, que favorezca la competencia y tienda a ser cada vez más eficiente.

Hacia el final del capítulo, se desarrollan propuestas regulatorias para trabajar en el largo plazo, y que permitan a la Argentina consolidar el camino de la transición hacia un desarrollo energético sostenible.

### 1.1. Contexto y Fundamentos

A partir del año 2015 y con la sanción de la ley 27.191 (Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica) y el Decreto 531/2016, los proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables registraron un incremento notable en nuestro país, a la luz de las modificaciones que la mencionada ley introdujo al sistema normativo existente, nacido al amparo de la ley N° 26.190.

Los primeros “grandes resultados” del nuevo marco normativo fueron las denominadas rondas del Programa RenovAr, cuyo fin fue la adjudicación de contratos de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables de largo plazo, suscritos por la Compañía Administradora Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) en representación de la demanda (Distribuidores y Grandes Usuarios) del denominado Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). A modo de resumen, puede indicarse que las distintas rondas del Programa RenovAr permitieron la adjudicación de más de 4.500 MW en casi 200 proyectos distribuidos por toda la geografía del país.

El segundo impacto que ocasionó dicha regulación en materia de energías renovables fue permitir que los privados (generadores y grandes usuarios) puedan celebrar contratos de abastecimiento, en el marco del Mercado a Término de Energías Renovables creado por la Resolución SE 281/2016 (MATER). Esta disposición fue clave para brindar un renovado impulso al mercado a término de estos contratos, habida cuenta de que, desde el año 2013, la celebración de contratos de abastecimiento que no sean de fuente renovable se encuentra suspendidos, debiendo los grandes usuarios contratar su abastecimiento directamente con CAMMESA.

Hecha una breve introducción, se considera que a la hora de proponer modificaciones a la legislación vigente relativa a la promoción de energías renovables para la generación eléctrica o sugerir nuevas regulaciones, debe partirse del siguiente esquema: (i) en primer lugar, es necesario definir qué soluciones deben adoptarse con la mayor brevedad posible (incluyendo modificaciones normativas, ampliaciones al sistema de transporte, información y cambio del paradigma en los patrones de consumo instalados en la demanda) y (ii) posteriormente, definir qué normas podrían pensarse a mediano o largo plazo considerando, entre otras

cuestiones, los recursos existentes, la proyección del crecimiento económico, la organización del estado argentino y las autonomías provinciales, etc.

Sin perjuicio de lo expuesto, debe efectuarse una aclaración: la ejecución exitosa de una política energética o de leyes que promuevan inversiones significativas en un determinado sector, no escapan a ciertos condicionamientos generales. Así, las probabilidades de éxito de las propuestas que se presentan más abajo estarán, en mayor o menor medida, condicionadas por las decisiones políticas que se refieran a cinco cuestiones puntuales: (a) seguridad jurídica, (b) política de subsidios, (c) modificación en el paradigma cultural respecto del uso y consumo de la energía eléctrica, (d) integración con los sistemas eléctricos de los países limítrofes que permitan complementar los recursos renovables de la región y (e) transición energética.

En cuanto al punto (a), la estabilidad jurídica y el respeto por el sistema normativo es clave para generar confianza en todos los actores que participan en el mercado energético. Adicionalmente al elevado riesgo país, la inestabilidad macroeconómica y las restricciones cambiarias, la experiencia indica que la falta de seguridad jurídica no solo afecta, por ejemplo, al financiamiento de una obra -el inversor plantea cuestionamiento que, en otro escenario quizás no haría- sino que representa una barrera en la ejecución posterior de los contratos. A modo de ejemplo, es necesario recordar que si bien la ley del Régimen de la Energía Eléctrica N°24.065 del año 1992 permitió la ejecución de contratos libremente pactados entre las partes, la resolución SE 95/2013 -que hoy en día permanece vigente- dispuso la suspensión de nuevos contratos en el mercado a término agregando, además, que los contratos vigentes a la fecha de la resolución, una vez finalizados, no podían renovarse o prorrogarse. Afortunadamente, la ley 27.191 desvinculó a la energía generada por fuentes renovables de esa prohibición, brindando las condiciones necesarias para garantizar la libertad de contratación en el marco del MATER. La cuestión no es menor por cuanto, en muchos casos, el contrato de abastecimiento es la herramienta para financiar las inversiones requeridas para la realización de proyectos de generación eléctrica y ese financiamiento, a su vez, necesita contar con reglas estables y un marco jurídico que otorgue seguridad a aquellos actores dispuestos a invertir y/o prestar el dinero requerido para ello.

En cuanto al punto (b), Argentina, desde el año 2002, arrastra las consecuencias derivadas de la implementación prolongada de normas que, en su esencia, fueron pensadas para paliar la emergencia económica ocasionada por la crisis del 2001. Este desacople implicó aumentar notoriamente el gasto público mediante la entrega de subsidios al sector energético, desarmando el esquema tarifario original que había contemplado la ley 24.065. En este sentido, la reciente convocatoria para las audiencias públicas para actualizar las tarifas de los servicios de gas y electricidad por redes y la correspondiente a la segmentación de subsidios, debería ser una buena oportunidad para diseñar estructuras tarifarias que reflejen la totalidad de costos que afectan a los agentes generadores, transportistas y distribuidores. Esto permitirá, por otro lado, aliviar las cuentas públicas y reordenar la entrega de subsidios hacia un sistema que contemple, en primer lugar, a la tarifa social (sectores vulnerables) apuntando a lograr niveles de tarifas razonables y susceptibles de ser aplicadas con criterios de justicia y equidad distributiva para los servicios públicos de gas y electricidad e incentivando, a su vez, la adopción de medidas que promuevan al uso racional de los servicios y la reducción del impacto ambiental.

Desde ya, una actualización tarifaria en función de una segmentación geográfica siempre resultará injusta y arbitraria, por cuanto el mero hecho de vivir en un barrio o localidad de alto valor inmobiliario no implica, necesariamente, una posición económica acomodada. El presente trabajo aporta algunas ideas al respecto, siempre basadas en el principio de igualdad ante la ley.

No menos importante y en estrecha relación con el punto anterior (c), resulta necesario establecer políticas que ayuden a cambiar el paradigma cultural respecto del uso y consumo de la energía eléctrica y de su precio. La situación actual genera escenarios distorsivos permitiendo que usuarios de la Ciudad de Buenos Aires - fuertemente subsidiados- paguen, por el mismo consumo, montos notoriamente inferiores a los pagados por usuarios de las provincias de Córdoba o Santa Fe, por ejemplo. El cambio en el paradigma cultural de los sectores más favorecidos por la política tarifaria aplicada por los últimos gobiernos deberá necesariamente contemplar -

además de una fuerte reducción de subsidios como se indicó más arriba- una hoja de ruta con claras políticas de comunicación que permita al usuario comprender el funcionamiento del sistema eléctrico, sus costos, comparación tarifaria con otros países con calidad eléctrica similar (o que debiera ser similar) a la Argentina, etc.

En cuanto al punto d), es evidente que Argentina necesita aprovechar al máximo su geografía y posicionamiento regional a través de acuerdos bilaterales o regionales que permitirán eficientizar los sistemas eléctricos de toda la región y brindar seguridad jurídica al inversor.

Por último, en línea con la integración regional, debe contemplarse, necesariamente, al gas natural como el combustible que ayudará a sobrellevar la transición de la generación eléctrica a reconvertirse para funcionar con hidrógeno verde y, en el camino -integración regional mediante-, mejorará la balanza de pagos del país. En este sentido, los últimos movimientos del gobierno nacional en relación con el yacimiento de Vaca Muerta y la - aunque postergada- construcción del gasoducto Néstor Kirchner, no sólo son importantes y necesarios, sino que podrían coadyuvar a establecer políticas concretas, efectivas y de largo plazo para el desarrollo de las energías renovables, evitando parches regulatorios que, por su condición, no permiten sino generar oportunidades de corto plazo y dudosa eficiencia.

En este análisis se toma al gas natural como “combustible de transición”, en línea con la visión global discutida y consensuada mayoritariamente en el último Congreso Mundial de Energía que tuvo lugar en 2019 en Abu Dhabi (J. Tuccillo et. Al, 2019). Vale aclarar que la filosofía del significado del gas como combustible de transición implica pensar y contemplar que la infraestructura eléctrica de generación y transporte de gas que ya existe es un patrimonio tecnológico valioso y aún amortizable, y que decidir entre aprovecharlo para vehiculizar al hidrógeno en el futuro o construir nueva infraestructura similar de cero podría ser radicalmente más costoso. Con lo cual, la premisa central de la transición con gas es aprovechar el capital construido y reconvertirlo a hidrógeno con el tiempo, teniendo presente que serán necesarias adecuaciones en la infraestructura. En este escenario, solo se podría hacer esto cuando el hidrógeno verde llegue a niveles de producción masivos que ameriten que estas máquinas lo utilicen a costos razonables y similares eficiencias que si se combinara en celdas de combustible.

Efectuadas las aclaraciones de rigor, intentaremos definir las cuestiones planteadas precedentemente, en las próximas secciones y, en el marco de lo indicado con anterioridad.

## **1.2. Propuestas a adoptarse en el Corto Plazo**

### **1.2.1. Restauración de la plena vigencia de la ley 24.065**

La ley 24.065 -complementaria de la antigua Ley 15.336 de Energía Eléctrica- es una ley sancionada en diciembre de 1991 mediante la cual se estableció un marco regulatorio específico que, a través de normas técnico-regulatorias superadoras, establecieron sólidas bases para el desarrollo de la energía eléctrica en Argentina.

Desgraciadamente, las sucesivas crisis económicas del país alteraron el contenido y el alcance de la ley referida y desvirtuaron el enfoque normativo seguido por el legislador al momento de sancionar la ley.

En un estado de derecho, es sabido, el principio de legalidad es aquel mediante el cual todas las normas se encolumnan según un orden jerárquico superior predeterminado, culminado por la Constitución Nacional. El ejercicio de un poder público, entonces, debe realizarse de conformidad con las leyes y el ordenamiento jurídico. Este principio implica que la administración pública debe actuar conforme, no solo a una ley en sentido formal, sino también en el marco del sistema jurídico en general, entendido éste como una unidad.

En ese sentido, al ser el principio de legalidad inherente al ejercicio de la actividad administrativa, el desempeño de ésta debe ser conforme a la ley y eso conlleva a que las modificaciones o derogaciones que se efectúen,

formales o no, observen los presupuestos básicos que establece el mismo orden legal. En el caso de la Ley 24.065, por ejemplo, y respecto de la actividad de generación eléctrica y del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el Poder Ejecutivo, en aras de la emergencia y diversas crisis que nos acompañan desde el año 2001, dictó regulación que, en un modo u otro, alteró el funcionamiento del MEM, del mercado eléctrico en general y del denominado Mercado a Término en particular (MAT).

Así, por ejemplo y como anticipamos en la introducción de este trabajo, desde el año 2013 el derecho de Grandes Usuarios y generadores a celebrar contratos en el marco del MAT -en el marco de las normas que, necesariamente, debería dictar el Poder Ejecutivo para cumplir con el mandato establecido en el artículo 2 incisos b y f de la ley 24,065-, se encuentra suspendido de modo tal que el consumo de esos usuarios, a partir de noviembre del año en cuestión y salvo algunas excepciones-, es abastecido directamente desde CAMMESA quien, a partir de la entrada en vigencia de la norma indicada en cuestión, centraliza tanto la venta de energía eléctrica como las compras de combustibles destinadas al consumo de las centrales de generación térmica.

Estos apartamientos de la ley 24.065 no sólo contrarían los objetivos de la Secretaría de Energía según el artículo 35 de la ley 24.065 -entre ellos, dictar normas que permitan la ejecución de los contratos libremente pactados entre generadores, grandes usuarios y distribuidores- sino que coloca en cabeza de CAMMESA, obligaciones ajenas a la competencia asignada por la ley y su estatuto. Por el contrario, CAMMESA, como empresa de gestión privada con propósito público, tiene a su cargo la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Paradójicamente, los apartamientos mencionados no han supuesto, no al menos expresamente, una indubitable voluntad de abandonar los principios básicos en materia de la regulación de la energía eléctrica en Argentina, sino que, por el contrario, la Secretaría de Energía (SE) ha reiterado la transitoriedad de las medidas dictadas en el marco de la emergencia y la voluntad de poner en marcha la prometida readaptación del mercado eléctrico mayorista. Sin embargo, esto aún no ha ocurrido.

En virtud de lo expuesto, un buen inicio para restaurar la plena vigencia de la ley 24.065, sería establecer señales políticas que, con la mayor brevedad posible, (i) reasignen a CAMMESA las responsabilidades de despacho que originalmente tenía otorgadas por ley y la exceptúen de las obligaciones de compra de energía, combustible, etc. que le fueron impuestas por normas de emergencia, (ii) al igual que en el MATER, permitan la celebración de contratos en el MAT -térmicos- pues el fortalecimiento de ambos mercados a término generaría beneficios positivos para los actores involucrados y facilitará la transición energética hacia energías provenientes de fuentes renovables y (iii) reordenen el sistema tarifario en función de lo establecido en el artículo 40 de la ley y las normas que, respetando su espíritu, se dictaron en consecuencia, sancionando precios de la energía fijados de acuerdo al costo económico del sistema en un esquema marginalista en donde sean remunerados adecuadamente los costos de capital y de operación de todos los agentes del mercado.

El texto de la ley 24.065 podría incorporar, por ejemplo, un artículo que, expresamente y con la mera acreditación del apartamiento de la norma por parte de la Autoridad de Aplicación, habilite a cualquier agente del MEM a iniciar una acción rápida y expedita que intime a la autoridad a cesar en su conducta. Sin embargo y aunque *“[e]s propio de los abogados pensar que un buen marco jurídico o regulatorio basta para resolver los principales problemas que pueden presentarse en cualquier aspecto de la vida económica o social (...) debe admitirse que ello no es suficiente. El mejor ordenamiento jurídico fracasa si no existe voluntad de aplicarlo y, aún si esa voluntad existe, hay factores políticos, económicos y sociales que muchas veces condicionan la aplicación de una determinada decisión regulatoria”* (Nicolás Eliashev, 2007).

La Ley No 24.065 declaró a la generación eléctrica como una actividad de interés público. Pero ese interés público se funda en una genuina competencia entre los actores que lo integran. La gestión de los combustibles que utilizan o la posibilidad de celebrar contratos en el MAT -ambos derechos suspendidos por la Resolución SE

95/2013- no han sino conspirado contra la realización de nuevas inversiones, sino que han limitado a los agentes generadores a una mera función de operadores de centrales, sin tener en cuenta los principios básicos de la ley 24.065.

### 1.2.2. Beneficios fiscales

La ley 27.191, entre otras cuestiones, estableció diversos beneficios fiscales destinados a impulsar el desarrollo de las energías renovables en Argentina. Entre los beneficios señalados se destacan la amortización acelerada, exención de aranceles en importación de equipos, devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado, etc., los cuales han sido exitosos a la hora de atraer inversiones. Sin embargo, la crisis macroeconómica de nuestro país y la consecuente pérdida del valor de la moneda podría haber desdibujado el verdadero efecto de los beneficios. La revisión, a la luz de las proyecciones económicas actuales y la adaptación de los beneficios - simplificando, en la medida de lo posible, los requisitos para su obtención- podría renovar el interés en el desarrollo de las energías renovables en Argentina.

Por otra parte, la ley 27.191 contiene, además, tres artículos clave que merecen especial atención: los artículos 13, 17 y 21. El primero de ellos dispone que los beneficiarios de la ley podrán trasladar al precio pactado en los contratos de abastecimiento de energía renovable celebrados, los mayores costos derivados de incrementos de impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires producidas con posterioridad a la celebración de dichos contratos. El artículo 17, por su parte, dispone que el acceso y la utilización de las fuentes renovables de energía no estarán gravados o alcanzados por ningún tipo de tributo específico, canon o regalías, sean nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, hasta el 31 de diciembre de 2025. Y, por último, el artículo 21 invita a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a las provincias a adherir a la ley y dictar su propia legislación solicitando a las provincias que hagan extensiva la invitación a las municipalidades con la finalidad de promoción indicada en el párrafo anterior.

La cuestión no es menor. Si bien es indudable que la lectura abarcativa de los tres artículos refuerza la idea de que la voluntad del legislador fue establecer un marco normativo previsible que brinde estabilidad al inversor, la realidad es que la organización federal de la República Argentina y las recurrentes crisis en las que se encuentran a muchas provincias y municipios, ha llevado en más de una oportunidad a la creación de nuevos y sorpresivos tributos cuya procedencia y aplicación, fue dirimida por los tribunales. Recientemente, por ejemplo, la municipalidad de Puerto Madryn, de la Provincia de Chubut -que, a su vez, adhirió a la ley 27.191 en el año 2016- sancionó la ordenanza N° 11.546 que consistía en que las empresas con aerogeneradores debían pagar una tasa de alrededor del 4,5% de la facturación, sólo por el hecho del movimiento de las aspas, es decir, sumas de dinero que no fueron previstas en las propuestas de inversión, ocasionando serias complicaciones financieras en un contexto económico ya de por sí adverso para el sector. Ciertamente, no es posible negar el poder de policía local o las atribuciones municipales. En el caso puntual, la cuestión pasa por mencionar que la tasa no sólo no aclaraba la contraprestación que el Municipio debía prestar con relación al tributo que pretendía cobrar, sino que, encubría un gravamen específico a la actividad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables expresamente prohibido por el art. artículo 17 de la ley 27.191. Afortunadamente, la Cámara Federal de Apelaciones de Comodoro Rivadavia suspendió la tasa en cuestión (que muchos dieron en llamar "Impuesto al Viento"), y ordenó al municipio que se abstenga de introducir medidas compulsivas de recaudación y aplicar penalidades administrativas por falta de pago, hasta que haya una sentencia definitiva sobre la materia. Los tribunales argentinos guardan copiosa jurisprudencia vinculada con la pretensión municipal de cobro de impuestos de sellos o ingresos brutos u otros tributos locales en actividades amparadas por alguna promoción o por alguna norma federal o de rango constitucional. Lógicamente, el mecanismo de incentivos y las normas de

adhesión deben reestructurarse de modo tal que el inversor no quede al arbitrio de estas circunstancias y que, al mismo tiempo, los beneficios de la promoción o de la industria alcancen a la comunidad.

### 1.2.3. Ampliación del sistema de transporte

La infraestructura de la red de transporte eléctrico en Argentina es, quizás, una de las mayores restricciones al desarrollo masivo de la generación renovable. Las limitaciones del tendido son un verdadero desafío y un cuello de botella determinante que limita el crecimiento del sector ya que impide inyectar la energía generada a la red y trasladarla a los centros de consumo. Es decir, no importa cuánta energía se genere pues la falta de infraestructura de transporte impedirá aprovechar toda la energía limpia generada.

En tal sentido, nótese que las normas referenciadas en la introducción de este capítulo contemplaron la falta de transporte y establecieron un mecanismo que, sujeto a determinadas reglas, permitió administrar las limitaciones de las capacidades de transporte de la red eléctrica, al incorporar nueva potencia instalada. Este mecanismo consiste, previa caución, en un sistema de asignaciones de prioridad de despacho mediante convocatorias trimestrales que administra CAMMESA.

¿Cómo solucionar este verdadero cuello de botella?

Por lo pronto, centrar las acciones en infraestructura de transporte en el marco de un plan de largo plazo que - en función de las severas restricciones presupuestarias que afectan las cuentas públicas-, considere la utilización de esquemas financieros que involucren fuentes disponibles del sector privado, aproveche la experiencia que dejaron los Programas Renovar en cuanto a su desarrollo y ejecución y analice la viabilidad de un mecanismo similar para la construcción de líneas de transporte y/o de mecanismos que combinen y promuevan la ejecución conjunta de centrales de generación e infraestructura de transporte.

No debe soslayarse el hecho de que el año 2025 -salvo cambios ulteriores- deberá traer aparejado el cumplimiento del objetivo de la ley 27.191 que implica un consumo de 20% de energías renovables en la matriz eléctrica. Ello implica la necesidad de sumar capacidad de transporte -con las instalaciones asociadas- para poder cumplir esa meta. Incumplir los objetivos, además, impactará negativamente en el ambiente y en la infraestructura eléctrica del país ocasionando, muy probablemente, que determinadas zonas de la geografía argentina no puedan integrarse al SADI.

En ese sentido, del plan quinquenal federal III de expansión de obras de transporte eléctrico lanzado por la SE en junio de 2020 surge que Argentina no construye infraestructura eléctrica de relevancia desde fines de 2015, fecha en que se paralizaron las obras de expansión en ejecución inclusive el PLAN FEDERAL II de Redes Eléctricas en 132 kV en distintas regiones del país. Ello ocasiona que varios corredores del país se encuentren saturados, sean insuficientes, y no garanticen el nivel de confiabilidad necesario deviniendo, por lo tanto, en una limitación gravitante para el desarrollo económico del país.

Resulta claro, entonces, que: *“i) en consideración del panorama actual del sistema eléctrico, el desarrollo y la concreción de las ampliaciones del sistema de transporte eléctrico requieren de una estructura superadora y de mayor jerarquía que combine las distintas modalidades existentes; ii) el cumplimiento de los objetivos del Régimen de Fomento (establecidos por las leyes 26.190 y 27.191) no es posible sin la concreción de las ampliaciones, y iii) las consecuencias de no alcanzar los fines establecidos en las leyes 26.190 y 27.191 trascienden el incumplimiento del mandato normativo y van en contra del paradigma globalizado de sustentabilidad y conciencia ambiental”* (Daiana Perrone, 2022).

No es posible el desarrollo económico de un país con una oferta eléctrica deficiente derivada de -no una generación escasa- sino de una pobre infraestructura de transporte. En otras palabras, cualquier estrategia de

crecimiento del PBI nacional se encontrará con la restricción de oferta energética derivada de la insuficiente infraestructura de transporte eléctrico, en primer lugar, y la distribución en segundo (Plan Quinquenal Federal III de Redes Eléctricas, 2020).

El referido plan quinquenal -con especial atención a las obras denominadas Prioridad 1 - Imprescindibles y Urgentes, es un buen puntapié inicial para vislumbrar una solución que atienda los problemas del futuro.

#### 1.2.4. Fomento de adhesiones provinciales a la ley 27.424

En el año 2018 el Congreso Nacional sancionó la ley 27.424 mediante la cual estableció el “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública”, marco regulatorio que permite la generación de electricidad de hogares y empresas para autoconsumo y la inyección de los excedentes a la red. Las medidas a implementar en el marco del Régimen de Fomento establecido por la ley N° 27.424, pretenden alcanzar la instalación de un total de mil (1.000) megavatios de potencia de generación distribuida de fuentes renovables dentro del plazo de doce años contados a partir de la entrada en vigencia de la reglamentación establecida en el Decreto 598/2018.

Ahora bien, en el sistema normativo argentino, el servicio público de distribución de energía eléctrica es provincial, es decir que las distribuidoras o cooperativas que prestan el servicio se encuentran sometidas mayormente a la legislación de sus provincias.

Esto implica que la adhesión que propone la ley 27.424 en su artículo 40 -y la extensión de la invitación al dictado de las normas reglamentarias para la aplicación de la ley- respecto de las provincias que aún no lo hicieron, necesitará, por una lado, la amplia difusión del Régimen -y sus beneficios- por parte del gobierno federal a través de una acción eficiente y enfocada y dirigida a (i) los usuarios, para que tomen conocimiento de los beneficios derivados de la generación de energía proveniente de fuentes renovables y de la posibilidad de comercializar excedentes (y reducir el costo de la energía que consumen) (ii) las provincias, para obtener su adhesión al Régimen y dictar la regulación local que sea necesaria para llevar adelante el programa, ofreciendo la asistencia técnica y regulatoria necesaria.

#### 1.2.5. Incorporación de nuevas alternativas: La ley de Hidrógeno

Argentina tiene un enorme potencial para desarrollar la producción de hidrógeno verde considerando la condición “*world class*” de sus recursos renovables. El hidrógeno obtenido a partir de energías renovables mediante la electrólisis de agua puede ser un elemento clave en la transformación del sistema energético global. Uno de los portadores de energía limpia más importantes es el hidrógeno “verde” producido a partir de energía renovable. El hidrógeno utilizado como combustible elimina las emisiones contaminantes, dado que el proceso electroquímico resultante de mezclarlo con el oxígeno genera electricidad y sólo emite agua.

El hidrógeno ofrece una amplia gama de aplicaciones en movilidad, transporte, como materia prima para procesos petroquímicos, para proporcionar calor para la industria y en la producción de electricidad. Puede usarse como materia prima de bajo carbono para metano verde y otros métodos de producción basados en hidrógeno y CO<sub>2</sub> para químicos y polímeros, así como combustibles líquidos (proyecto de ley del Diputado Gustavo Menna, 2021). Sin embargo, el aprovechamiento integral de la energía renovable debe, necesariamente, incluir la posibilidad de almacenarla, transportarla y convertirla, dependiendo la demanda abastecida.

En tal sentido, existen diferentes métodos de almacenamiento de energía eléctrica, como las baterías o el bombeo hidráulico. La mayor parte de ellos no permiten cubrir la demanda necesaria o no permiten el almacenamiento a largo plazo de grandes cantidades de energía. Pero existe un vector energético que sí permite ser almacenado y distribuido cumpliendo estos requisitos: el hidrógeno.

Estudios técnicos promueven su conversión en hidrógeno usando electrolizadores de agua y celdas de combustible alimentadas con hidrógeno y oxígeno. En tal sentido, el hidrógeno es el vector energético que, obtenido por electrólisis de agua, es reconvertido en electricidad en la celda de combustible. La celda de combustible transforma la energía química de la reacción entre hidrógeno y oxígeno en electricidad, y mantiene el suministro de energía eléctrica mientras exista aporte de combustible, a diferencia de las baterías comunes (María De Los Ángeles Isgró, 2015).

El 25 de agosto de 2006, el Congreso Nacional sancionó la ley N° 26.123, comúnmente conocida como “Ley del Hidrógeno”. De acuerdo con el artículo 2, la ley promovió la investigación, el desarrollo, la producción y el uso del hidrógeno como combustible y vector energético, generado a partir del aprovechamiento de la energía primaria.

Las principales características de esta ley fueron las siguientes:

1. Encomendó al Poder Ejecutivo desarrollar y ejecutar un Programa Nacional de Hidrógeno.
2. Creó un Fondo Nacional de Fomento del Hidrógeno con el fin de financiar los planes autorizados dentro del Programa Nacional del Hidrógeno.
3. Creó un régimen fiscal promocional, con beneficios fiscales para los patrocinadores de proyectos.

Sin embargo y pese a sus encomiables fines, la ley nunca fue reglamentada por el Poder Ejecutivo, por lo que nunca se aplicó. Adicionalmente, el plazo de vigencia del régimen creado por la ley N° 26.123 -quince (15) años contados a partir del 1 de enero de 2007- expiró el 31 de diciembre de 2021.

Partiendo de los objetivos concretos que establece la ley 26.123, es necesario enfocar la estrategia en la creación de un nuevo marco regulatorio que apunte a mitigar el riesgo soberano (por ejemplo, permitiendo a los inversores locales vincularse con organismos multilaterales para financiar inversiones significativas, obtener beneficios de la estabilidad fiscal y de la garantía de acceso al mercado de cambios para pagos de deuda y rentas) pero también estableciendo ayudas específicas a ciertos objetivos concretos que ya planteó la ley.

En esa inteligencia, un buen punto de partida sería el tratamiento legislativo de algunas propuestas que, en el último tiempo, han presentado algunos legisladores a los efectos de actualizar el marco regulatorio agregando nuevos beneficios y consideraciones, ya que la promoción activa del hidrógeno “verde” de parte del Congreso de la Nación constituye, sin duda, un auspicioso punto de partida.

Así, por ejemplo, deben aprobarse los instrumentos normativos que regulen y reglamenten (i) beneficios impositivos para la adquisición de bienes de capital y la realización de obras de infraestructura que se correspondan con los objetivos del régimen, (ii) exclusión del Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural respecto del hidrogeno utilizado como combustible para vehículos, (iii) beneficios (aduaneros, financieros, etc.) que faciliten la importación de aquellos equipos que, por sus características, deban ser adquiridos a fabricantes extranjeros, etc.

#### 1.2.6. Creación de un arreglo institucional adecuado

La energía es un componente clave en el desarrollo de un país. Ello significa que, si coexisten diferentes políticas para animar el progreso productivo del país, la energía -o, mejor dicho, la política energética - debería interactuar con aquellas políticas: sin energía no hay industria y sin industria, no hay progreso.

En esa inteligencia -y como precepto de aplicación general- las políticas de corto plazo en temas cruciales o el permanente cambio de dirección en función del gobierno de turno, son las principales trabas al desarrollo sostenido de la economía de un país.

Argentina, en mayor o menor medida, ha caído en el recurrente problema de la pérdida o cambio de rumbo. Por eso, resulta necesario definir un arreglo institucional que lidere la planificación y ejecución de la política energética en la República Argentina. Para esto, se propone la creación de una entidad autárquica - bajo el formato de Agencia - que sea el organismo que coordine escenarios nacionales de energía a futuro, que contribuya al desarrollo normativo y la política energética de largo plazo, y que implemente los programas derivados de dichas políticas.

Entre otras, las funciones de la entidad en cuestión serían las siguientes: (i) Promover el uso de energía en forma sostenible, mediante el desarrollo y la implementación de programas y proyectos de eficiencia energética y energías renovables; (ii) Definir líneas de acción del gobierno federal en relación con la eficiencia energética (EE) y energía renovable (ER); (iii) Coordinar el desarrollo y la ejecución de escenarios energéticos, planes, programas y proyectos junto a la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación, las provincias, el sector privado y la sociedad civil, con el objetivo de construir y liderar una visión del desarrollo energético sostenible del país, proteger los recursos naturales y mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero; (iv) Articular con otros organismos, organizaciones de la sociedad civil y empresas, la ejecución de programas de EE y ER; (v) Elaborar y difundir documentos técnicos, normativa, reglamentaciones e información relacionados con la gestión energética del gobierno federal y del sector privado; (vi) evaluar y proponer la reglamentación de leyes que tiendan a la promoción de la eficiencia y el ahorro de energía y las energías renovables; (vii) Asesorar a dependencias de gobierno en acciones de eficiencia energética en edificios y espacios públicos (por ejemplo, iluminación, aire acondicionado, bombas); (viii) Formular y coordinar proyectos y acciones para la implementación de medidas de eficiencia energética; (ix) Desarrollar programas de difusión y comunicación para la ciudadanía; (x) Promover estándares desarrollados por organismos competentes que servirán de guía sobre aspectos vinculados a la iluminación eficiente, sistemas de calefacción y acondicionamiento de aire, empleo del agua, aislación y envolventes; (xi) Elaborar y difundir documentos técnicos, normativa, reglamentaciones e información relacionados con la gestión.

Los beneficios de utilizar la figura de “Agencia” serían notables ya que permitiría: (i) proyectar a largo plazo la visión energética sostenible de Argentina en forma independiente del poder central de turno; (ii) mantener un criterio eminentemente técnico en la toma de decisiones; (iii) brindar una mayor visibilidad, importancia y entidad a los temas energéticos; (iv) aumentar la posibilidad de resultados para traccionar regulación, definición de políticas de estado, planificación energética y transición energética, etc.

Volveremos luego sobre las funciones y capacidades de la Agencia, que podría denominarse “Agencia Nacional de Energía”, en el capítulo 4 del presente trabajo.

#### 1.2.7. Ampliación del porcentaje establecido en la ley 27.191

La ley 27.191, dispone que los GU del MEM y las Grandes Demandas del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores del MEM, con demandas de potencia iguales o mayores a 300 kW, podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables de generación.

Asimismo, la ley 27.191 estableció como objetivo de la Segunda Etapa del “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica” instituido por la ley 26.190, lograr una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025.

Por otro lado, la resolución SE 281/2016 -que regula el MATER- establece que los GU del MEM, pueden cumplir con los objetivos de cobertura de sus consumos de energía eléctrica por contratación individual, por cogeneración o autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable.

No obstante, hasta ahora no se había regulado la posibilidad de que los Distribuidores puedan adquirir en nombre de sus GU la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables por medio de la celebración de contratos del MATER.

Esta cuestión fue abordada recientemente por la SE mediante el dictado de la resolución 370/2022 en virtud de la cual se habilita a los Agentes Distribuidores del MEM y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución a suscribir Contratos de Abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables con Generadores o Autogeneradores del MEM para abastecer a sus clientes declarados como GUDI.

El mecanismo instaurado por la ley prevé la comercialización de energía eléctrica de fuente renovable entre Distribuidores, Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores en el marco de las Transacciones Económicas del MEM y alcanzará, exclusivamente, a las transacciones de energía a precio estacional de la energía correspondiente a la demanda de los GUDI, con la duración, prioridades de asignación, precio y otras condiciones contractuales que acuerden libremente las partes.

Esta norma era antiguamente esperada por los actores del mercado eléctrico y viene a cumplir un punto pendiente de la ley 27.191 que prevé que la compra de energía a las distribuidoras era una de las formas en la que los GUDI tenían la posibilidad de cumplir con la obligación legal de consumo de energía eléctrica de fuente renovable”.

¿Qué significa esto? Que la resolución mencionada abre las puertas a una nueva demanda de contratos que coadyuvará al cumplimiento del porcentaje indicado más arriba para el año 2025 y facilitará la aparición de un nuevo universo de consumidores que, hasta la sanción de la norma comentada, no podían considerarse usuarios del distribuidor.

Pero, además, la reciente liberación de 16 proyectos adjudicados en diferentes rondas Renovar (y, por ende, la liberación de más de 300 MW de capacidad de transporte), conjuntamente con la Res. 330/2022 que habilitó la presentación de manifestaciones de interés para desarrollar proyectos de infraestructura -todo ello a la luz de los más de 600 distribuidores (incluyendo cooperativas) que prestan el servicio público de distribución de la energía eléctrica-, permite concluir que el 20% indicado más arriba debería ser alcanzado sin mayores contratiempos. En tal sentido, quizás sea hora de modificar la ley 27.191 -en línea con el proyecto presentado por el diputado Juan Carlos Villalonga- y llevar el porcentaje de cumplimiento al 35% para el año 2030.

### **1.3. Propuestas a Adoptarse en el Mediano / Largo Plazo**

De acuerdo con lo indicado en la introducción de este trabajo, una vez sentadas las bases que normalicen el escenario político económico, se deben definir qué normas podrían pensarse a largo plazo, considerando -entre otras cuestiones- la organización del estado argentino y las autonomías provinciales. Algunas de ellas podrían ser normas que promuevan la competencia en el servicio de distribución de energía eléctrica, o que permitan readecuar códigos de edificación y urbanización de cada municipio del país para incorporar arquitectura bioclimática, y tecnologías renovables de climatización y generación distribuida o que faciliten el etiquetado de

eficiencia energética de construcciones o de productos, etc. En honor a la brevedad se hará referencia sólo a algunos de los ejemplos.

### 1.3.1. Movilidad sustentable

Las economías más modernas del mundo ya han trazado objetivos de electrificación de sus flotas para diversos años. El propósito es la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en los vehículos que se produzcan y comercialicen en cada país, reduciendo la carbonización de la economía y fomentando la electromovilidad.

Argentina, por su parte, no se ha quedado atrás y desde un tiempo a la fecha -y en función de los compromisos asumidos por el gobierno para la reducción de emisiones-, han existido diferentes proyectos para el fomento de la movilidad sostenible que han visto la luz en épocas recientes y que avanzan con una fuerte perspectiva ambiental que, además, contempla la participación de las fuentes renovables en nuestra matriz energética.

Transformar las obligaciones asumidas en una oportunidad para el desarrollo productivo es, al parecer, una gran idea. Así, un par de normas (como, por ejemplo, el decreto N° 331/2017 o el decreto N° 51/2018, que avanzaron en reducción de alcúotas de importación para vehículos eléctricos y sus cargadores), si bien señalaron un camino, no habrían resultado suficientes para poner en funcionamiento un programa que contemple el desarrollo tecnológico de los componentes que podrían fabricarse en el país o el aprovechamiento integral de aquellas materias primas que sirven al desarrollo de los proyectos.

El último proyecto presentado por el Poder Ejecutivo Nacional -[Proyecto de Ley de Promoción de la Movilidad Sustentable](#), dado a conocer por el Ministerio de Desarrollo Productivo en octubre de 2021- contempla algunas interesantes cuestiones, con el objetivo de promover la utilización creciente y sostenida de vehículos propulsados con fuentes de potencia no convencionales, de producción nacional: reemplazo gradual de vehículos de combustión interna por autos eléctricos, reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y desarrollo de tecnología e industria nacional. Así, desde el año 2041 no podrán comercializarse vehículos con motor de combustión interna nuevos en el territorio nacional.

A tales efectos, establece un régimen de beneficios (tanto para la demanda -público comprador de vehículos- como para la oferta -terminales, e-autopartistas, fabricantes de baterías y cargadores, etc.-) durante un plazo de 20 años que incluye los habituales incentivos (descuentos, beneficios fiscales, etc.) que son, decididamente, bien intencionados.

Sin embargo, aun considerando el optimismo de los plazos del régimen en cuestión y sin desatender los objetivos macro del programa (la utilización creciente y sostenida de vehículos propulsados por fuentes de potencia no convencionales en todas sus modalidades: livianos, medianos, pesados, de pasajeros, de carga, la micromovilidad, los experimentales), una de las prioridades debería ser el apoyo y promoción de las tareas de investigación y desarrollo científico y tecnológico que “preparen el terreno” para los años posteriores al 2041, atendiendo las necesidades y demandas de un sector productivo que intentará prepararse para sustituir eventuales importaciones del equipamiento, repuestos, baterías, motores eléctricos, sistemas de gestión de carga, sistema de control integrales, celdas de combustible hidrógeno o metanol, etc. que requieran los vehículos eléctricos. O bien, que elabore y diseñe políticas que permitan el despegue definitivo del desarrollo local de la industria del litio en el norte del país, incorporando valor agregado e integrando este componente -de necesaria utilidad, por ejemplo, para la fabricación de baterías- a la cadena de valor local.

La Agencia, cuya creación se propone en el punto 1.2 (vi) anterior, podría tomar a su cargo el diseño de algunas de las ideas indicadas en el párrafo anterior.

### 1.3.2. La ley 24.065 y la competencia

La competencia, en términos generales, siempre conlleva beneficios múltiples. La competencia, naturalmente, incide positivamente en el descenso de precios, el incremento de la oferta y los beneficios de la demanda. Pero, además, conlleva la libertad de decisión del consumidor-demanda quien, sólo en función de su voluntad, premia o castiga un servicio (Nicolás Eliashev, 2007). El monopolio, por el contrario, y aún en los denominados “monopolios naturales”, configura un usuario cautivo. Peor aún, como ocurre, por ejemplo, en el caso de la distribución de energía eléctrica en el ámbito de la denominada Área Metropolitana Buenos Aires (AMBA), la oferta de distribución solo la realizan dos empresas, a quienes se les otorgó la concesión para la prestación del servicio público de energía eléctrica, con carácter monopólico y a través de contratos de concesión celebrados por el Estado Nacional.

¿Hacia dónde debe dirigirse esta cuestión?

De acuerdo con la regulación vigente -hecha la salvedad respecto de lo establecido por la resolución SE 95/2013 o de la resolución SE 281/2016-, solo los grandes usuarios del MEM pueden celebrar contratos para procurarse el suministro de energía eléctrica. Ahora bien, ¿qué sucedería si cada consumidor -sin importar su categorización- pudiera contratar con quien quisiera el suministro de energía eléctrica?

Históricamente, se ha enseñado que determinados servicios se prestan en forma monopólica porque, de ese modo, se favorece a la demanda: cuando la demanda de servicios públicos sea satisfecha de manera económica y eficiente por un solo productor, conviene que sea éste quien lo preste y no varios (monopolio natural). Es el caso del ejemplo usado más arriba.

Sin embargo, coincidiendo con Eliashev (Nicolás Eliashev, 2007) el modelo de los monopolios naturales y sus beneficios puede ser desafiado. Léase del siguiente modo: los Contratos de Concesión de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica en el AMBA otorgan ese derecho según el principio de la exclusividad zonal. Sin embargo, ***“la concesión se otorga con EXCLUSIVIDAD ZONAL. LA CONCEDENTE podrá dejar sin efecto la EXCLUSIVIDAD ZONAL o modificar el área dentro de la cual se ejerce, cuando innovaciones tecnológicas conviertan toda o parte de la prestación del servicio público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica que reviste hoy la condición de monopolio natural, en un ámbito donde puedan competir otras formas de prestación de tal servicio. La extinción total o parcial del derecho de EXCLUSIVIDAD ZONAL implicará la consecuente extinción total o parcial de la obligación reglada en el Artículo 2o de este Contrato y la pertinente modificación de las cláusulas contractuales, a los efectos de determinar la nueva forma de regulación de la actividad de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.”***

Así *“Introducir competencia en segmentos de usuarios comerciales y residenciales no [implicaría] una multiplicación física de redes, sino quitarles a las distribuidoras el monopolio comercial del suministro de energía en las áreas geográficas en las que operan y habilitar a otras empresas a proveer de energía a los usuarios mediante el uso remunerado de las redes existentes. En este esquema la distribuidora asume un papel similar a las transportistas y es separada de la provisión o comercialización de energía que es asumida por empresas en libre competencia”* (Nicolás Eliashev, 2007).

¿Por qué no permitir, entonces, que los generadores o comercializadores -o incluso, los mismos distribuidores- puedan ofrecer el suministro eléctrico a todos los usuarios y, eventualmente, abonar a la distribuidora -adicionalmente al valor de distribución- un fee de peaje por la función de transporte, manteniendo en su cabeza las obligaciones de mediciones de consumo, facturación, etc.?

En el capítulo 3 de este trabajo se hace referencia a un potencial rol que podría adoptar la distribuidora, dedicada principalmente a mantener, operar y desarrollar la red eléctrica, permitiendo que la comercialización de energía sea realizada en forma competitiva con otros actores locales. Nótese por ejemplo la ley mendocina 9.084/2018

que, por un lado, estableció un Mercado a Término Mendoza (MTM) a los efectos de que los denominados Agentes del Régimen de Recursos de Energía Distribuida puedan suscribir contratos de energía, capacidad, servicios auxiliares y otras modalidades, conforme a la reglamentación que se dicte y, por el otro, a la hora de enumerar a los referidos Agentes, incluyó a personas humanas que intermedien comercialmente entre Agentes del Régimen de Recursos de Energía Distribuida (comercializadores) o, a través del uso de tecnología autorizada por el EPRE, almacenen energía eléctrica a fin de ponerla a disposición de terceros (almacenadores), lo cual representa un verdadero adelanto normativo.

El cambio del modelo debe estar acompañado de la voluntad política y acuerdos básicos necesarios para convertir esto en una política de estado que trascienda las diferentes administraciones de gobierno, cosa que no ha sucedido en los últimos 20 años.

### 1.3.3. Eficiencia energética: El ejemplo del etiquetado de viviendas

La eficiencia energética es el conjunto de acciones que permiten mejorar la relación entre la cantidad de energía consumida y los productos y servicios que se obtienen a partir de su uso, sin afectar la actividad productiva y/o la calidad de vida de los usuarios o de los bienes producidos.

Los conceptos y lineamientos referidos a la eficiencia energética pueden incluirse en códigos de edificación para la construcción de nuevas viviendas, en el sector productivo, en el transporte, en el sector público, etc.

En esta oportunidad se toma como ejemplo al Programa Nacional de Etiquetado de Viviendas el cual, así como el programa creado para el etiquetado de ventanas, tiene como objetivo introducir la Etiqueta de Eficiencia Energética como un instrumento informativo que permite identificar las prestaciones energéticas de una vivienda.

Yendo de una escala desde la “A” (el mayor nivel de eficiencia energética) hasta la “G” (el menor nivel de eficiencia energética), desde el año 2017 -y según la información disponible en el portal oficial del gobierno<sup>1</sup> -, se han realizado 7 pruebas piloto en las ciudades de Rosario, Santa Fe, San Carlos de Bariloche, Mendoza - Godoy Cruz, San Miguel de Tucumán - Tafí del Valle, Salta y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en las que se han etiquetado más de 1500 viviendas.

Ahora bien, más allá de las loables intenciones de las pruebas piloto, no puede soslayarse el hecho de que es el gobierno federal quien tiene a su cargo promover y difundir los lineamientos fundamentales del sistema de etiquetado y generar las herramientas necesarias para promover su implementación en todo el territorio nacional, ya que representará una reducción en los costos asociados a la generación e importación de energía y, cuestión no menor, puede acceder con mayor facilidad a recursos económicos y financieros -bien a través del propio presupuesto o mediante la solicitud de fondos internacionales-, y puede disponer de una estructura técnica con capacidad como para desarrollar, mantener y actualizar dicho sistema.

Claro que la organización federal de nuestro país impide al gobierno nacional dictar regulación que avasalle los derechos reservados de las provincias y municipios -como podrían ser, por ejemplo, normas sobre la construcción de viviendas -excepto aquellas ejecutadas con fondos del Estado Nacional-, registros de catastro o propiedad inmueble (excepto el de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires), o sobre los códigos de edificación de planeamiento urbano. Tampoco regula el ejercicio profesional, y no posee puntos de gestión de trámites vinculados a la construcción que sean cotidianos y habituales para los profesionales con incumbencia en la materia.

---

<sup>1</sup> [Etiquetado de Viviendas, Argentina](#)

Sin embargo, en línea con algunos proyectos presentados (proyecto de ley del Diputado Esteban Bullrich, 2019), la norma nacional puede definir presupuestos mínimos a ser observados por la provincias que permitan a estas últimas gestionar y registrar las etiquetas en sus jurisdicciones en el marco de sus facultades, modificar o adaptar sus códigos de edificación, dictar las normas necesarias que involucren las actividades de los registros Catastral y de la Propiedad Inmueble, etc. y, al mismo tiempo, a modo de marco normativo, establecer que las normativas locales que se dicten en materia de uso racional y eficiente de la energía deben contribuir al objeto de la ley.

Uno de los proyectos presentados (proyecto de ley del Diputado Maximiliano Ferraro, 2020) plantea la necesidad de crear una “Comisión Federal del Sistema Nacional de Etiquetado de Viviendas” que - presidido por un representante designado por la Secretaría de Energía e integrado por un representante designado por cada provincia y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires- planifique las bases y las políticas requeridas para la implementación del Etiquetado de Eficiencia Energética.

Santa Fe, por citar un buen ejemplo, se convirtió en la primera provincia del país en sancionar una Ley de Etiquetado de Eficiencia Energética de Viviendas estableciendo que la obligatoriedad de presentar la Etiqueta de Eficiencia Energética de la vivienda que se transmite, en toda escritura traslativa de dominio que se gestione en su territorio.

De un modo u otro, debiera ser el gobierno nacional quien marque el rumbo de la política energética -incluyendo su uso inteligente- definiendo lineamientos en aquellos aspectos que sean de jurisdicción provincial y/o municipal para generar un marco de homologación a lo largo de todo el territorio nacional.

Con base en los proyectos presentados, no debe demorarse la sanción de una ley nacional que establezca, por ejemplo, presupuestos mínimos, para que luego cada provincia legisle de conformidad con la ley y sus intereses, a la luz de las pautas generales que establezca la autoridad nacional. En la regulación de esta ley nacional deberían establecerse metas de reducción en el consumo de energía, metodología de cálculos, monitoreos y certificación, fomento de reducción de energía en órganos sometidos a jurisdicción federal, campañas de difusión, etc.

#### 1.3.4. Generación Distribuida: Contractualización entre privados

La Generación Distribuida es el uso de fuentes renovables como el sol, el viento o el agua para generar energía eléctrica destinada al autoconsumo y, a su vez, inyectar el excedente a la red de distribución.

En nuestro país fue regulada mediante la ley 27.424, la cual definió al Usuario-Generador como el cliente del Distribuidor que, habiendo conectado su equipo de generación distribuida bajo la normativa vigente en la ley, genera energía para consumo propio (autoconsumo), reduce su demanda y, eventualmente, inyecta el excedente de la energía eléctrica generada a la red de distribución, obteniendo una compensación económica.

No obstante, la legislación nacional debería promover, al estilo de la ley mendocina 9084, la posibilidad de que los usuarios/generadores/almacenadores, en sus diferentes modalidades, puedan ceder su energía generada a otros usuarios, la incorporación de red eléctrica inteligente, la integración de vehículos eléctricos a la red de distribución e incentivos y beneficios a quienes incorporen esta modalidad y tecnologías.

Esto permitiría que un usuario/generador realice contratos de corto, mediano y largo plazo entre agentes del Régimen de Energía Distribuida permitiendo que los usuarios/generadores puedan ceder su energía producida a otros usuarios que no posean energías renovables, a otros usuarios/generadores y a comercializadores, en diferentes momentos del día que permiten el equilibrio entre lo producido y lo demandado. Asimismo, podrían ofrecer energía en bloque a otros usuarios, mediante un sistema de redes inteligente, tal como el que estableció la provincia cuyana.

Asimismo, la regulación mencionada creó un mercado a término específico para estos contratos, cuyas condiciones, plazos, modalidades de contratos y uso de las redes bajo las cuales funcionará el mercado, serán establecidos por el ente provincial.

En esa comprensión, quizás resulta conveniente analizar una redefinición de los derechos y obligaciones en el marco del MEM a la luz de las normas vigentes de Generación Distribuida de modo tal que, por una le permita considerar como comercializador a los prosumidores y, por el otro, promueva una integración de mercados regulados a nivel federal y provincial, como sería el caso del denominado Mercado a Término Mendoza (MTM).

Se entiende que la incorporación de medidas como las expuestas en la normativa nacional son importantes. Habitualmente, cuando se analizan regímenes como los referidos a Generación Distribuida o similares, lo normal es esperar la creación de fondos fiduciarios, beneficios impositivos, estabilidad fiscal, etc., todas ayudas provenientes del estado que los regule. Sin embargo, es loable atender a la interacción de un sector privado que busca permanentemente la oportunidad de generar nuevos negocios sin esperar, necesariamente, una concreta ayuda especial. En muchos casos, a veces sólo se necesita una buena regulación y la voluntad política de respetarla y llevarla adelante.

## Capítulo 2. Propuestas de instrumentos para la financiación de las renovables

### Introducción y Objetivos

El objetivo del presente capítulo es desarrollar propuestas de mecanismos para financiar la implementación de energía renovable de forma masiva en la matriz energética Argentina, que lleve hacia su descarbonización.

Hacia la primera sección se realiza una introducción del contexto energético y macroeconómico, que se plantea como principal restricción a abordar para pensar una estrategia o camino de financiación para el desarrollo sostenible de la transición.

Luego, en secciones posteriores, se expone los mecanismos públicos y privados que pueden instrumentarse y promoverse para activar los flujos de capitales que se orienten hacia los esfuerzos propuestos. Para ello, se ensaya una simulación basada en el escenario de una alta penetración de las energías renovables y el hidrógeno en la matriz energética argentina hacia el año 2050. Sobre esta simulación, se modelan los mecanismos financieros que podrían contribuir a potenciar y retroalimentar la implementación de energías no convencionales. Como parte de los mecanismos financieros públicos que se detallan, se propone estimular el desarrollo y aumento de capacidad renovable mediante redirigir el ahorro interanual por la reducción gradual hasta la eliminación de los subsidios energéticos, manteniendo y reubicando en la demanda a aquellos que sean necesarios para sectores vulnerables. Esto se propone mediante la estructuración de una estrategia que defina su eliminación gradual de modo que no impacte abruptamente en los usuarios de energía. Dicha estrategia también contempla la re inyección de la diferencia entre ingresos y costos por el aumento de productividad del sector, permitiendo capitalizar la competitividad en costo como ventaja real de la nueva tecnología verde, aprovechando el mecanismo de la mejora continua.

El capítulo concluye con la mención de los mecanismos financieros privados que pueden activarse para estimular el movimiento de capitales privados hacia las inversiones en proyectos verdes y sostenibles.

### 2.1. Contexto y Fundamentos

El contexto macroeconómico de Argentina al 2022 es de alta inflación (65% anual proyectada para el año en curso), inestabilidad monetaria, cambiaria, e insolvencia fiscal pasada y proyectada. Tanto la inflación como la inestabilidad monetaria tienen origen económico y financiero, en parte, en el déficit fiscal primario del tesoro nacional que, a su vez, es financiado principalmente a partir de endeudamiento público y aumento de la base monetaria con mayor emisión. En 2021, el déficit fiscal primario nacional ascendió a 2.061.642 Millones de Pesos (18.700 Millones de Dólares) y representó el 4.5% del PBI (Ministerio de Economía, Secretaría de Hacienda, 2022). Este déficit puede ser explicado en más del 50% por los montos destinados a la política nacional de subsidios a la energía, combustibles, minería y transporte, habiendo sido las transferencias corrientes presupuestadas a estos sectores para 2022 de 1.146.678 Millones de Pesos (10.400 Millones de Dólares) (Ministerio de Economía, Secretaría de Hacienda - BIS, 2022).

Estos subsidios mencionados en los párrafos precedentes se aplican a partir del Presupuesto del Tesoro Nacional como Gastos Corrientes en concepto de *Transferencias Corrientes a Servicios Económicos de Energía, Minería, Combustibles y Transporte*, y para el caso de la energía eléctrica, se aplican directamente a cubrir mayoritariamente la diferencia que registra CAMMESA en sus cuentas por déficit entre el costo total anual de generación que debe pagar, y los ingresos totales anuales que percibe por los pagos de energía que realizan los

distintos agentes del MEM a valores de precios medios estacionales<sup>2</sup> muy por debajo del costo monómico medio<sup>3</sup>. Este déficit se da debido a que la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía Nacional fija un Precio Estacional medio para los distintos Agentes del MEM (Distribuidores y Grandes Usuarios), que, según se observa en la Figura 1, en 2021 generaron ingresos totales que sólo cubrieron el 53% del costo total del MEM. En la Figura 2, puede observarse la evolución temporal de este factor porcentual de cobertura para el caso de los Precios Monómicos Estacionales medios, que ha venido decreciendo desde un valor en enero de 2019 del 80% aproximadamente, hasta el 37% en diciembre de 2021, de esta forma debiéndose aumentar en el tiempo el monto total destinado a subsidiar estas brechas.

Este mecanismo de fijación de precios inferiores a los costos “aguas arriba” entre la oferta y la demanda mayorista de energía que se ha aplicado en los últimos 15 años, ha pervertido las señales de eficiencia energética en la población, ha distorsionado las señales de innovación tecnológica, y ha demostrado fomentar la inequidad energética, que es todo lo contrario a lo que se ha buscado con su implementación.

Por un lado, la ineficiencia en el consumo se ha promovido al alterar la consciencia de la sociedad sobre el valor real de la energía, y reducir y licuar el valor relativo de sus facturas eléctricas en proporción a sus ingresos. Esto estimula directamente el aumento del consumo energético per cápita, a la vez que, por una mayor generación con fósiles y una mayor utilización de la potencia eléctrica instalada en el país, la matriz energética se exige más y el costo unitario de la generación de esa energía aumenta (ver Figura 2), ampliándose la brecha entre precio monómico y costo monómico medio que se observa en el tiempo.

Por otro lado, la inversión privada en el parque de generación y en las redes de distribución se desincentiva en paralelo, al observar, las empresas, esta distorsión macro incremental, verse afectadas en la mayor fragilidad de la cadena de pagos y observar que aumenta en el tiempo el riesgo de pago y cobertura de los costos de generación y mantenimiento de redes que, a su vez, cada vez más se centraliza con el tesoro nacional cubierto por déficit fiscal y financiado con emisión monetaria (que al mismo tiempo aumenta la inflación).

---

<sup>2</sup> Los Precios Estacionales son aquellos precios que define la Secretaría de Energía, que los Distribuidores y Grandes Usuarios deben abonar a CAMMESA por la compra de energía no contractualizada directamente con Generadores.

<sup>3</sup> El precio y el costo monómico surgen, respectivamente, de dividir los ingresos y costos totales durante un período entre toda la energía demandada en el mismo período.

## RESUMEN EJECUTIVO - PRINCIPALES VARIABLES MEM - ENERO A DICIEMBRE 2021

### De los COSTOS a los CARGOS MENSUALES (monómico demanda Local, sin incluir costos asociados a exportación)

COSTO MEM [u\$s/MWh] (*)	ENE - DIC 2020	ENE - DIC 2021	Variación %	ENE - DIC 2019
Combustibles	19.4	32.7	68.5%	25.6
Térmica	21.7	21.4	-1.5%	26.4
Hidro	4.9	4.3	-12.1%	6.2
Nuclear	6.1	4.1	-33.3%	6.1
Renovable	6.3	8.6	37.9%	3.8
Importación	0.3	0.8	156.4%	0.5
<b>COSTO TOTAL – u\$s/MWh</b>	<b>58.7</b>	<b>71.9</b>	<b>22.5%</b>	<b>68.8</b>

### COSTOS ANUALES

En promedio, el costo total del sistema este año se ubicaría alrededor de 72.0 u\$s/MWh, aprox. +13.0 u\$s/MWh respecto al año anterior, gran parte explicado con los mayores consumos y precios de los combustibles.

CARGOS MENSUALES [\$/MWh]	ENE - DIC 2020	ENE - DIC 2021	Variación %	ENE - DIC 2019
ENERGÍA	720.00	807.07	12.1%	520.48
POTENCIA+SERVICIOS	599.3	751.3	25.3%	1 171.83
SOBRECOSTOS	1 414.8	3 305.0	133.6%	1 020.80
CONTRATOS	1 331.5	1 933.3	45.2%	548.16
TRANSPORTE	112.1	111.9	-0.2%	108.20
<b>COSTO TOTAL \$ar/MWh</b>	<b>4177.8</b>	<b>6908.5</b>	<b>65.4%</b>	<b>3 369.5</b>
COSTO TOTAL u\$s/MWh	58.7	71.9	22.5%	68.8
Costo adicional por Exportación u\$s/MWh		1.0		

(\*) Análisis de los Costos simplificado por ítems de acuerdo a las variables físicas y precios medios representativos.

## RESUMEN EJECUTIVO - PRINCIPALES VARIABLES MEM - ENERO A DICIEMBRE 2021

### Precio Monómico => Ingresos Medios y Cobertura

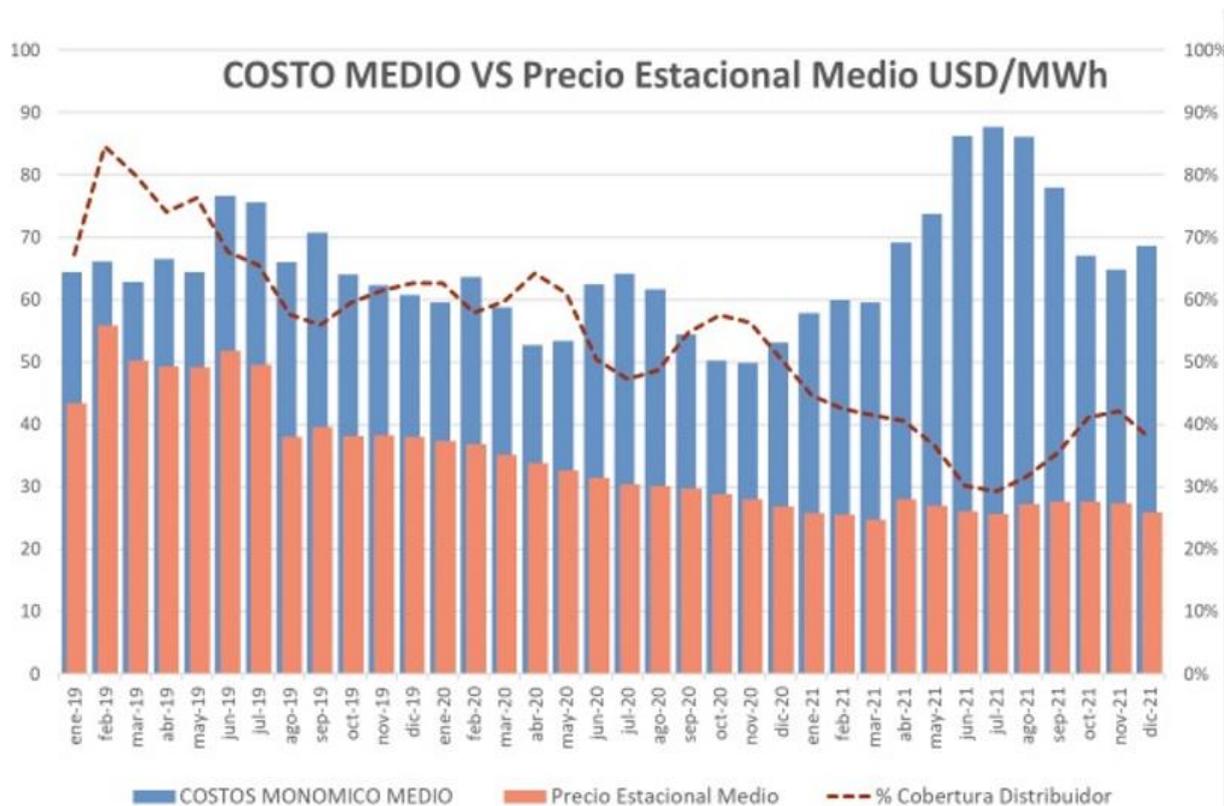
Precio Monómico Medio Ingresos MEM [\$/MWh]	Demanda Ene a Dic 2021 [GWh]	Precio Medio [\$/MWh]	Precio Medio [u\$s/MWh]
Demanda Estacional (aprox. 80%)	110 449	2 541.2	26.49
GUMEM (Grandes Usuarios MEM SIN ALUAR) (aprox. 17%)	23 423	6 340.9	65.97
EXPORTACIÓN (aprox. 3%)	3 850	21 889.2	224.91
<b>DEMANDA TOTAL + EXPORTACIÓN</b>	<b>137 721</b>	<b>3 728.3</b>	<b>38.75</b>

**% Cobertura 53.1%**

- ⇒ De acuerdo a las definiciones de los precios para la demanda estacional, el precio monómico medio se ubicaría alrededor de los 2550.0 \$/MWh.
- ⇒ Para los Grandes Usuarios del MEM el precio monómico medio a pagar por su energía se encuentra en el orden de 6350.0 \$/MWh (incluye acuerdos con usuarios).
- ⇒ El precio medio resultante de las ofertas para la exportación se ubicaría alrededor de 225 u\$s/MWh, o 21890 \$/MWh.
- ⇒ Finalmente, de acuerdo a las demandas y precios, el precio medio para los ingresos en el año 2021 se ubicaría alrededor de 3730.0\$/MWh, o 39.0 u\$s/MWh.

**COBERTURA:** Si miramos este precio respecto a los costos totales MEM, este último estaría cubriendo algo más del 53 % del costo total.

**Figura 1.** Cobertura del ingreso total MEM, sobre el costo total MEM. Cálculo de Precios y Costos Monómicos Medios. Fuente: CAMMESA, 2022.



**Figura 2.** Evolución de la cobertura de los precios monómicos medios estacionales sobre el costo monómico medio de la energía a distribución. Fuente: CAMMESA, 2022.

Y, en tercer lugar, este mecanismo ha generado inequidad energética ya que dichos subsidios terminan siendo cruzados, porque quienes menos consumen y menos ingresos y capacidad contributiva poseen, están financiando con sus impuestos nacionales<sup>4</sup> y con el aumento por inflación del resto de los bienes<sup>5</sup>, un promedio del 50%<sup>6</sup> del consumo energético de aquellos que poseen mayores ingresos y capacidad contributiva. En este sentido, y a modo ilustrativo, según un estudio del Enargas sobre pobreza e indigencia energética (Enargas, 2021), el decil de mayores ingresos ha pagado facturas energéticas que han representado un valor total del 2,4% de sus ingresos en 2020, mientras que el decil de menores ingresos ha pagado un valor equivalente al 17,5% de sus ingresos por el mismo rubro, registrándose de esta forma una brecha de 7 veces entre un decil y otro. Los impuestos aportados por el decil más bajo, de esta forma, han contribuido a financiar las facturas de energía del decil más alto, en un valor equivalente aproximado en promedio al 2,4% del ingreso de estos últimos<sup>7</sup>.

Asimismo, parte de estas transferencias corrientes del tesoro nacional que configuran el déficit por subsidios a la energía, se han destinado a compensar financieramente saldos de caja de CAMMESA por acumulación de deudas por compras de energía impagas de varias distribuidoras del país. A fines de 2021, este monto se estimó en aproximadamente 240.000 Millones de Pesos (2.200 Millones de Dólares). De este monto, el 34%

<sup>4</sup> IVA y ganancias, principalmente.

<sup>5</sup> Debido al déficit fiscal nacional, que en más de un 50% se explica con estos subsidios.

<sup>6</sup> Según el último factor de cobertura descrito en la figura 1.

<sup>7</sup> Esto se calcula suponiendo que el factor de cobertura de costos de la energía es del 50% (valores a marzo 2022). Sin este factor de cobertura, y en el escenario en el que los precios estacionales fuesen iguales a los costos MEM, el decil más alto debería haber pagado en 2020 un valor de facturas energéticas igual al 4,8% de sus ingresos.

correspondió a deudas de Edenor y Edesur con CAMMESA, y otro 26% de distribuidoras de Misiones, Chaco, Mendoza y Córdoba<sup>8</sup>.

En particular, esta acumulación de deuda está relacionada con dos factores que deberían revisarse y solucionarse. En primer lugar, se deben a un inadecuado diseño de las estructuras tarifarias de distribución en cada jurisdicción local, que hace que las distribuidoras no puedan cubrir sus costos operativos y de mantenimiento y desarrollo de redes (costo de la energía más Valor Agregado de Distribución - VAD). Como se observa en la Figura 3, la asignación de costos por uso de red a las tarifas residenciales (T1-R) en todo el país está desequilibrada, y en la mayoría de las jurisdicciones ningún cuadro tarifario permite cubrir costo del VAD en banda T1-R. De todas las provincias, sólo los esquemas tarifarios de las distribuidoras de La Pampa, Catamarca y Neuquén permiten cubrir sus costos operativos, de mantenimiento y desarrollo de red (VAD), que se ubican en promedio en todo el país entre los 15 y 19 USD/usuario por mes.



**Figura 3.** Estudio del VAD y cómo los cuadros tarifarios T1-R cubren dicho costo. El valor agregado de distribución que permite una operación y mantenimiento normal de la red se encuentra en promedio en todo el país entre 15 y 19 USD/usuario por mes, para usuarios de 2 kW y 200 kWh/mes de consumo (según se ilustra con las bandas rojas en el gráfico). Las barras azules, por otro lado, muestran la proporción de VAD que es cubierta efectivamente con los pagos de los usuarios acorde a su tarifa, en dólares por usuario y por mes, según distribuidora del país.

Fuente: gráfico elaborado por L. Giumelli, 2022.

En segundo lugar, en algunas jurisdicciones, este diseño inadecuado de cuadros tarifarios coexiste con factores distorsivos de origen político, instrumentados mediante congelamientos tarifarios en el tiempo, suspensiones de revisiones tarifarias integrales de acuerdo a condiciones de emergencia macroeconómica decretadas y prorrogadas reiterada y a veces indefinidamente, e intervenciones políticas de entes reguladores, como es el

<sup>8</sup> La Nación (2021). “Electricidad. El impacto de la caída del Presupuesto 2022 en la deuda de las provincias con Cammesa”, 23 de diciembre de 2021, [link](#).

caso de las distribuidoras de la jurisdicción de la Ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires. Vale aclarar que, al igual que para el caso de los subsidios destinados a saldar la brecha de precio estacional y costo, estos desajustes de caja y deudas generadas en diversas jurisdicciones también se están socializando con impuestos nacionales de todo el país y de todos los deciles de contribuyentes, y adolecen de los mismos efectos distorsivos analizados en párrafos precedentes. En orden de magnitud, entonces, el porcentaje mayoritario (34%) de los fondos del tesoro nacional para compensar estas deudas se destina sólo a CABA y GBA. En este último caso, el Gobierno Nacional interviene directamente a partir de la Secretaría de Energía de Nación y del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), lo que le permite asignar recursos nacionales a estas jurisdicciones de forma discrecional y directa, fomentando un desarrollo concentrado, centralizado y desequilibrado con respecto al resto del país, y en clara preferencia y desmedro del resto de las jurisdicciones del país, manteniendo en el tiempo el flujo cruzado de recursos desde el interior del país hacia la jurisdicción del área Metropolitana de Buenos Aires. Esta situación de intervención del Gobierno Nacional en el área Metropolitana de la Ciudad de Buenos Aires debería haber cesado progresivamente con el traspaso de funciones públicas jurisdiccionales a partir de la proclamación de la autonomía porteña en 1994, y cuya consumación inició con la creación de su constitución en 1996. Según este hito, el Gobierno Nacional debe transferir al ámbito de la Ciudad de Buenos Aires el control y gestión de los servicios públicos de su jurisdicción, incluyendo el traspaso de los servicios que les corresponden también a la Provincia de Buenos Aires, cuestiones amparadas para la Ciudad de Buenos Aires en el artículo 80, inciso 2 de su nueva constitución. Estas transferencias han sido ejecutadas parcialmente a partir de 1996, postergándose en el tiempo, y el traspaso de los servicios de distribución de energía eléctrica se ha acordado recién 23 años después, a comienzos de 2019, aunque ha sido suspendido en diciembre de 2019 mediante la ley 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en su artículo 7 del Título III, que luego ha sido prorrogada parcialmente mediante los decretos 1020/2020 y 871/2021, previendo concluir en diciembre de 2022.

Hoy los subsidios a la energía y transporte están también manteniendo y continúan promoviendo y desarrollando formas de generación y consumo más caras, contaminantes e ineficientes que las renovables, y a precios incrementales o más volátiles debido a las inestabilidades geopolíticas de suministro globales de los fósiles. Esto puede observarse en el análisis del Informe de Indicadores MEM de CAMMESA de marzo 2022 (figura 4), donde la explicación del incremento del costo monómico medio de generación viene principalmente dada por el aumento del consumo y precio de los combustibles fósiles alternativos. Adicionalmente, por otro lado, hoy la energía solar y eólica ya son las fuentes más económicas para generar electricidad a nivel mundial, ubicándose sus costos en torno a los 30 USD/MWh, valor que es menos de la mitad que las tecnologías fósiles, que se ubican en torno a los 75 USD/MWh (Lazard, 2021 / IRENA, 2021). Para el caso de Argentina, en su primera adopción masiva de renovables con las rondas de los programas RENOVAR, se trabajaron tarifas de solar y eólica de 58 USD/MWh en promedio, a valores decrecientes de hasta 52 USD/MWh en rondas más recientes. Esto ha dejado a estas tecnologías a valores competitivos localmente versus la tecnología de ciclo combinado a gas, tal y como se observa en la figura 5.a. Con este panorama, existe una clarísima oportunidad de capitalizar esta diferencia de costos relativa entre una tecnología y otra, para potenciar la adopción de las más económicas, eficientes y limpias.

**Costo Monómico Medio por ítems de costos (\*)**

(\*) MARZO 2022 *Análisis de los Costos simplificado* por ítems de acuerdo a las variables físicas y precios medios representativos.

(\*\*) Valores calculados de acuerdo a los parámetros de la Res. 440/2021.

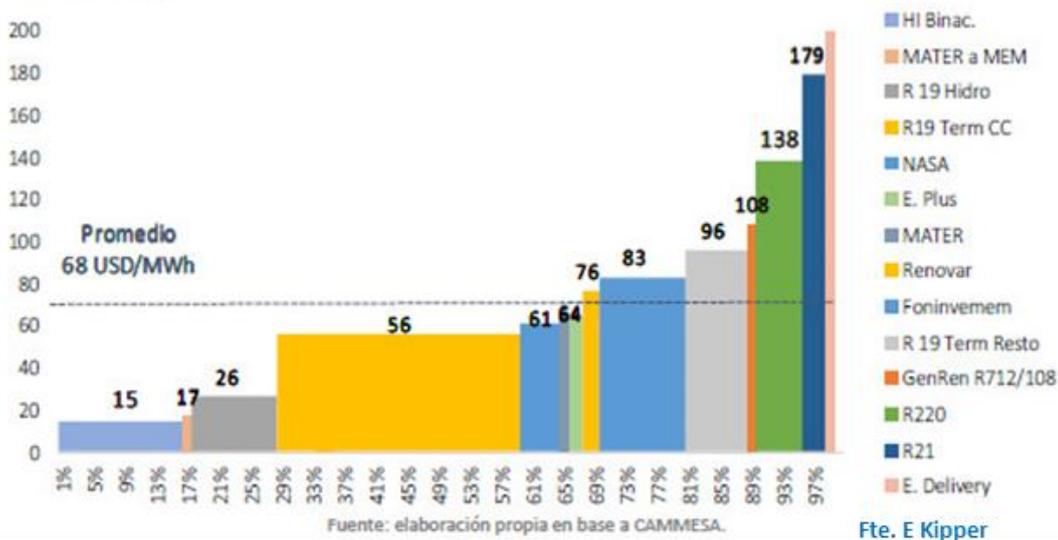
Monómico u\$s/MWh	Mar/2021	Mar/2022	Dif.
Combustibles + adic	21.9	38.5	16.6
Res 31 TER (**)	7.0	7.8	0.8
Res 31 HID (**)	3.9	3.6	-0.3
NUC	3.0	3.2	0.2
Contratos MEM	13.6	14.1	0.5
Renovables	8.6	10.5	1.9
Importación de energía	0.2	0.3	0.2
Transporte	1.9	2.0	0.1
<b>COSTO (sin expor.) – u\$s/MWh</b>	<b>60.0</b>	<b>80.0</b>	<b>20.0</b>
<b>COSTO ADICIONAL EXPORT - u\$s/MWh</b>	<b>-0.02</b>	<b>0.0</b>	
<b>COSTO TOTAL – u\$s/MWh</b>	<b>60.0</b>	<b>80.0</b>	<b>20.0</b>



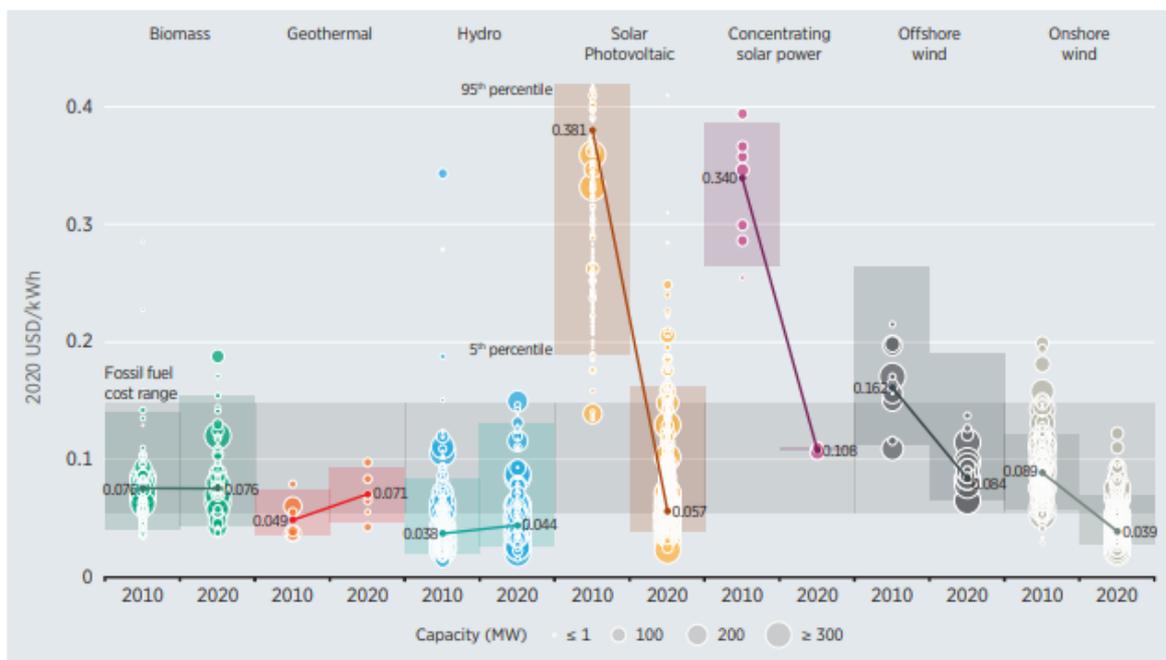
Comparado con los costos, se observa un aumento de costos aprox. de +20.0 u\$s/MWh, explicado principalmente por el aumento en el consumo y en los precios medios representativo de los combustibles alternativos, + 17.0 u\$s/MWh.

**Figura 4.** Explicación del incremento de costos de generación entre 2021 y 2022, a partir del aumento de consumo y precios de combustibles fósiles alternativos. Fuente: CAMMESA - BIS, 2022.

**Costo monómico por tecnología y tipo de contrato, enero - agosto 2019 (en USD/MWh)**



**Figura 5.a.** Costo monómico de generación por tecnología en la matriz eléctrica Argentina. Fuente: Gráfico elaborado por E. Kipper / L. Giumelli, con datos de Informes Mensuales Enero-Marzo 2019. L. Giumelli, 2022.



Source: IRENA Renewable Cost Database

Note: This data is for the year of commissioning. The diameter of the circle represents the size of the project, with its centre the value for the cost of each project on the Y-axis. The thick lines are the global weighted-average LCOE values for plants commissioned in each year. Real WACC was 7.5% in 2010 and 5% in 2020 for OECD countries and China, and 10% in 2010 and 7.5% in 2020 for the rest of the world. The single band represents the fossil-fuel fired power generation cost range, while the bands for each technology and year represent the 5<sup>th</sup> and 95<sup>th</sup> percentile bands for renewable projects.

**Figura 5.b.** Costos Nivelados de Energía para tecnologías renovables a nivel mundial. Fuente: IRENA, 2021.

Si se toma en cuenta todo lo anterior, centrar la política económica nacional en reducir el déficit fiscal es un camino obligado para ir hacia al desarrollo sostenible y la estabilidad macro, y esto se puede lograr en más de un 50% redireccionando el ahorro en subsidios energéticos, de combustibles y transporte a inversión en tecnología que transforme a dichos sectores en más productivos, económicos, eficientes y limpios. Por lo tanto, trabajar en reducir subsidios debe ir de la mano necesariamente de trabajar en aumentar la productividad, con el fin de reducir el déficit fiscal, y consecuentemente, la inflación e inestabilidad macroeconómica. Así y todo, sabiendo que no es posible un escenario de reducción de subsidios ni déficit si se mantienen y promueven tecnologías más improductivas, contaminantes e ineficientes que las que va adoptando el promedio mundial.

Adicionalmente, como principios rectores importantes que hacen parte al desarrollo sostenible del sector, se propone en este capítulo que los subsidios a la necesidad de los más vulnerables se mantengan y se otorguen directamente en la demanda, y que se descentralice su aplicación por el respectivo gobierno local con fondos de cada jurisdicción, desarticulándose la asignación distorsiva actual “aguas arriba”. Asimismo, se propone la regularización y el correcto diseño de los cuadros tarifarios en distribución de modo tal que el VAD se aloque en forma equitativa para evitar el subsidio cruzado y que, por otra parte, la tarifa cubra los diferentes costos. Por sobre todo esto, se propone que el precio de la energía tienda con el tiempo a restituirse a tarifas únicamente categorizadas por volumen de consumo y/o franjas horarias, y que se defina siempre por encima de los costos monómicos medios, y nunca por debajo de ellos, para preservar las señales de eficiencia en el mercado y mantener la equidad en la distribución del recurso energético. En este sentido y tal y como se verá más adelante, el subsidio a la necesidad de los más vulnerables se propone que se instrumente a partir de un “descuento” a las tarifas, y no como “tarifas diferenciales diferentes según cada necesidad”, teniendo como premisa principal no alterar nunca la señal de precio en función de la necesidad de subsidio o ayuda financiera, con el objetivo prioritario de mantener la consciencia entre todos los usuarios del real valor de la energía y permitir su uso

racional en el tiempo, y la innovación de las tecnologías de consumo y generación más productivas, económicas y eficientes.

## 2.2. Propuestas de Instrumentos Financieros para la Descarbonización Masiva

En este capítulo se realiza una proyección simulada que permite concluir que es posible financiar, principalmente mediante mecanismos nacionales de redireccionamiento de ahorro por reducción de subsidios y capitalización por productividad, a la evolución de la matriz eléctrica hacia un escenario de alta descarbonización con hasta un 85% de fuentes renovables nuevas al 2050, y que abastezca en simultáneo a la demanda eléctrica para consumo residencial, comercial y al transporte convertido a vehículos eléctricos y a hidrógeno. Asimismo, este escenario simulado permitiría reducir en al menos un 84% el factor de emisiones de CO<sub>2</sub>eq de la red, a la vez que demuestra que es posible plantear un camino de alta descarbonización desfasando sólo la tecnología de transporte y generación fósil menos eficiente, pero manteniendo la actual potencia instalada de generación eléctrica basada en gas, más eficiente y con potencial de reconversión a hidrógeno, al 2050 (23 GW). Esto potenciaría también el desarrollo actual de gas proveniente, por ejemplo, de Vaca Muerta, como combustible paralelo a la transición hacia el hidrógeno verde. De esta manera, también se demuestra que es posible generar una política de desarrollo energético futuro enfocada principalmente en promover el desarrollo de las renovables, sin necesariamente desfasar la potencia eléctrica instalada en generación a gas con potencial de reconversión, aunque, a la vez, dejando de promover el incremento de las fuentes fósiles en el tiempo. Más allá de considerar estas premisas, no se modela el posible decrecimiento de la capacidad instalada en térmica a gas, que podría suceder debido al cierre por envejecimiento y obsolescencia de las centrales en el tiempo, y queda como ejercicio más allá de lo realizado aquí, ensayar las implicancias de reconvertir las máquinas de gas a funcionar con hidrógeno verde en un corte parcial o al 100% (R.S. Dirzo et. al., 2009). Estos escenarios son alternativas factibles que permitirían reaprovechar los activos de generación a gas, a partir de reconvertirlos a hidrógeno verde en el tiempo<sup>9</sup>, teniendo en cuenta que los ciclos combinados a gas llegan a eficiencias del 60%, que son de magnitud similar al promedio actual de eficiencias de celdas de combustible a hidrógeno.

Esta política podría considerarse un escenario de camino más realista que aquellos escenarios en donde se promueve el desfase obligado de toda la tecnología de generación eléctrica fósil, desactivando incluso parte del parque generador que puede todavía tener vida útil por delante, y una utilidad potencial para reconvertirse a funcionar con hidrógeno verde. Considerando esto, la estrategia propuesta aportaría resiliencia al sistema energético en general. Se recomienda para ello, implementar una política positivista de fomento activo hacia las renovables. En simultáneo, no se recomienda establecer una política negativista que defina proactivamente la “desfosilización” progresiva del sector eléctrico mediante el desfase y desactivación de las plantas de generación eléctrica fósiles en vida útil activa, en particular, las que todavía no están amortizadas, aquellas de alta eficiencia y bajas emisiones, y las que puedan reconvertirse a los nuevos vectores energéticos, o bien ser de utilidad para el respaldo de la intermitencia propia de las renovables mientras se desarrollan otras tecnologías. A partir de simular este escenario de política positivista, se concluye que con el tiempo la participación de tecnologías en base a combustibles fósiles irá disminuyendo por las características inherentes a las mismas en términos de eficiencia, productividad y emisiones, en comparación con las tecnologías de fuentes renovables, y considerando las demandas cada vez más estrictas por parte de las distintas partes interesadas (consumidores, inversores, clientes -en particular aquellos de mercados internacionales- y gobiernos). Es por esto que no se considera necesario legislar en detrimento o desfase explícito de ninguna tecnología de generación, sino más bien a favor

---

<sup>9</sup> Un caso ejemplo de esto es la planta de Ciclo Combinado a gas de Amorebieta, España:

<https://elperiodicodelaenergia.com/amorebieta-el-primer-ciclo-combinado-que-producira-energia-a-partir-de-hidrogeno-verde-en-espana/>

Otro caso de conversión de turbinas de gas a hidrógeno en Stavanger, Noruega:

<https://www.uis.no/en/energy/first-gas-turbine-powered-by-pure-hydrogen>

de promover específica y taxativamente la actualización del parque mediante la enunciación de criterios de selección basados en principios virtuosos que sean transversales a todas, y que incluyan los requerimientos, a saber, de mayor eficiencia, mayor productividad, menor costo e impacto ambiental. Esto lograría con el tiempo que las mejores tecnologías, y con los menores impactos ambientales, sean efectivamente adoptadas. Esto permite, a la vez que se aprovecha y amortiza el patrimonio y capital tecnológico construido históricamente de generación fósil más eficiente y con potencial utilidad, preservar la inercia laboral del sistema, y acompañar la transición de forma más orgánica, y menos forzada. Como se verá con la simulación de este capítulo, esta política positivista de fomento es totalmente factible, e incluso permite llevar a la matriz a altos niveles de descarbonización en 2050.

En este capítulo se propone como instrumento para habilitar recursos financieros a nivel nacional que se implemente un mecanismo para que los subsidios del tesoro nacional a la oferta mayorista de energía en todos los sectores (generación de electricidad, transporte, industria y climatización, principalmente) se reduzcan a CERO. En concreto, se describe como ejemplo una simulación de dicho mecanismo propuesto específicamente para el sector eléctrico.

Para el sector eléctrico, en una primera etapa, se propone lograr la reducción efectiva de los subsidios a la oferta a partir de tomar dos medidas en paralelo en el tiempo: (1) aumentar la capacidad instalada en renovables anualmente, y por ende, que el costo monómico medio del sistema se vaya reduciendo año a año por este aumento de productividad, y (2) aumentar gradualmente los precios estacionales de la electricidad en el mercado mayorista, hasta que su promedio sea superior al costo monómico medio, y en un horizonte de tiempo de cinco años (de modo que no sea un aumento brusco para el sistema y los usuarios). A la vez, se propone ir capturando el ahorro interanual de este recorte de subsidios y sustitución de combustibles fósiles con renovables, en los fondos FODER (Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables), FODIS (Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida) y FANSIGED (Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida), mediante los mecanismos ya previstos por las leyes 27.191 y 27.424, que habilitan a capitalizar en ellos a al menos el 50% del ahorro interanual por sustitución de combustibles fósiles debido a la incorporación de renovables<sup>10</sup>, y que luego deben reinvertirse para financiar nuevos proyectos de renovables, investigación, desarrollo e innovación, garantizar el pago de la energía generada, y otorgar créditos fiscales. Vale mencionar que, en el marco normativo descrito, sólo el FODIS prevé la posibilidad de aplicar los fondos a investigación, desarrollo e innovación tecnológica en el marco del FANSIGED. Sería interesante poder habilitar la misma prerrogativa al marco normativo del FODER.

En una segunda etapa simulada, en la que ya no existen subsidios a la oferta y donde ya no se sustituyen más fósiles, se propone mantener en vigencia y funcionamiento los mismos fondos FODER y FODIS, para continuar financiando el aumento de capacidad renovable año a año. Aunque, como ya no podrán capitalizarse con el ahorro por sustitución de fósiles, se propone reformular su mecanismo de capitalización a capturar la diferencia monetaria interanual entre ingresos y costos de CAMMESA debidas al aumento de productividad por incremento de potencia renovable instalada anualmente. De esta forma, se permitiría continuar financiando con dichos fondos la continuidad de largo plazo de la transición, y los nuevos proyectos de instalaciones y fomentar la investigación, el desarrollo y la innovación tecnológica en ese sentido.

---

<sup>10</sup> En particular, esta capitalización se habilita a partir del artículo 7, inciso 4.a) de la ley 27.191, y en sus decretos reglamentarios 531/2016 y 471/2017, y del artículo 19, inciso a) de la ley 27.424, y en su decreto reglamentario 986/2018. Estos mecanismos, si bien se encuentran legislados, aún no han sido implementados. Según se desprende de los estados contables del FODER publicados por el BICE entre 2016 y 2019 (BICE, 2019), se observa que el FODER no se ha venido nutriendo a la fecha de fondos del tesoro nacional que se hayan computado a partir del cálculo del ahorro interanual por sustitución de combustibles fósiles con el aumento de la capacidad en renovables, tal y como lo prevé la normativa nacional. No se observa que estos cálculos se hayan venido realizando a la fecha.

Para la primera etapa, con esta simulación, se observa cómo los subsidios del tesoro nacional a CAMMESA se podrían reducir a CERO en 5 años, aumentando en paralelo el precio medio estacional mayorista en no más de un 15% interanual, a la vez que se descarboniza la matriz eléctrica a ritmos acelerados, que cumplen con los objetivos anuales de penetración renovable de la Ley 27.191. Esta reducción del déficit comercial energético se materializa a partir de transferir el ahorro en subsidios anual a la instalación de renovables y acumulación, que permite aumentar la productividad del parque de generación, y reducir costos de generación año a año en simultáneo, y con esto se crea un escenario virtuoso de desarrollo donde el mismo aumento de productividad continúa reduciendo los subsidios. El sinceramiento de las tarifas mayoristas permite, de esta forma, y además al mismo tiempo, sincerar las señales de eficiencia energética e innovación en todo el mercado eléctrico.

Cabe aclarar que esta reducción a CERO de los subsidios sólo se propone para aquellos erogados por el tesoro nacional en la oferta, aguas arriba de la demanda, que en el caso de la electricidad se corresponden con las transferencias del tesoro nacional a CAMMESA para cubrir la brecha entre los costos que paga al parque de generación, y los ingresos a valores de precios estacionales congelados que cobra a las distribuidoras, cooperativas y grandes usuarios. A la vez, se propone restituir el normal cumplimiento en término -y sin intervenciones- de los mecanismos de Revisión Tarifaria Integral (RTI) y garantizar que, en todo momento, se definan tarifas que en cualquier escenario cubran siempre los costos de generación, transporte, pérdidas y VAD, en especial para las distribuidoras bajo control transitorio nacional en CABA y el Gran Buenos Aires. En paralelo a ello, se propone mantener un esquema de subsidios sólo a la necesidad de los más vulnerables, replanteando el modelo actual e instrumentándolos en la demanda, focalizado a la necesidad específica bajo umbral de pobreza energética, y gestionándolos administrativamente a través de los Ministerios de Desarrollo Social locales de cada jurisdicción, junto con los esquemas de planes sociales. En concreto, se propone un “Descuento Social a la Tarifa de Distribución”, que bonifique la diferencia porcentual entre el umbral de medición de pobreza energética y la proporción que el costo de la energía realmente represente en los ingresos del aplicante, de modo que el costo de energía por ellos abonado nunca sea superior al 10% de sus ingresos. Este subsidio instrumentado como descuento se plantearía para aquellas personas físicas que lo acrediten, aunque a diferencia del esquema actual en la oferta, se propone que sea instrumentado directamente en la demanda de cada distribuidora, con fondos de cada jurisdicción provincial y municipal, y mediante aplicativo individual vía web en organismos de desarrollo social (vinculados para validación técnica con los distribuidores locales), con acreditación y validación documentada de la condición de necesidad. De esta forma, se focalizan los subsidios a la necesidad concreta, y se financian con tesoros públicos de jurisdicciones locales, desarmando la arquitectura distorsiva de subsidios cruzados a nivel nacional existente hoy en día. Asimismo, por un lado, en casos de necesidad de emergencia, deberían pautarse y entregarse estos subsidios de forma temporal y condicionada al demandante, contra demostración de requerimientos específicos. Por otro lado, deberían también definirse y categorizarse los casos de necesidad permanente para tratamiento y otorgamiento especial. Estas medidas formarían parte estructural y central de la “regularización del funcionamiento del sector eléctrico” conforme marcos normativos vigentes a partir de la ley 24.065 y sus reglamentaciones.

En línea con lo dicho precedentemente, vale remarcar que sólo es posible que se implementen estas medidas mediante una política energética de largo plazo, y que se mantenga a lo largo de no menos de 30 años, evitando volver a incurrir en las distorsiones normativas arbitrarias de las sucesivas gestiones del poder ejecutivo, que se han dado en los últimos 20 años en el sector. Para ello, es muy importante que pueda desarrollarse un marco normativo e institucional que preserve determinadas normas y puntos de desarrollo clave como políticas de estado y que sean alterables en el tiempo sólo mediante el consenso y mayorías calificadas de los poderes legislativos nacionales y provinciales, según corresponda. En este sentido, cobra especial relevancia la existencia de una agencia especial -tal como se indicó en el primer capítulo de este trabajo- que vele, entre otras cosas, por impulsar, guiar y custodiar el desarrollo normativo y participación de los cuerpos sociales e institucionales para el mantenimiento y actualización con profundidad técnica, eficaz y consensuada de estas políticas de estado.

En síntesis, estos dos mecanismos de financiación mediante ahorro por reducción de subsidios y redireccionamiento a inversión en renovables, y de financiación vía capitalización por aumento de productividad y reducción de costos en el tiempo, se proponen como los mecanismos principales que orienten y dirijan al conjunto del país y su mercado energético hacia la transición, tanto para el sector eléctrico, como el de transporte. En la primera etapa descrita, se propone capitalizar el ahorro de subsidios y debido a la sustitución de fósiles más caras y contaminantes a medida que se implementan las renovables del sector eléctrico, en el FODER y el FODIS, y que dichos fondos acumulados se reinviertan en renovables, y así se reduzcan los subsidios progresivamente a cero durante los primeros 5 años. En la segunda etapa, se propone continuar capitalizando el aumento de productividad por reducción de costos de generación año a año, debida a la implementación de renovables en la matriz acumulando los ahorros anuales generados por dicha reducción en los mismos fondos, y reinvirtiéndolos en seguir implementando renovables anualmente.

En otras palabras, el marco normativo existente desarrollado bajo las leyes 27.191 y 27.424 ya prevé los mecanismos principales para financiar la transición. De ser aprovechados según las premisas de la simulación propuesta en este capítulo, estos mecanismos permitirían capitalizar el aumento de productividad del sector mayorista y del parque nacional de generación centralizada y distribuida y canalizarlo públicamente hacia el desarrollo limpio, representando un motor importante local para la evolución de la matriz. En simultáneo, también es necesario desarrollar e instrumentar mecanismos adicionales que complementen a la financiación otorgada vía crédito público en el estímulo al movimiento de capitales privados ya que, según se verá más adelante, la financiación pública con el FODER y el FODIS podría aportar créditos para financiar sólo entre el 25% y el 40% de la necesidad de inversión para la transición proyectada, según la etapa y la época. El restante porcentaje de inversión debe provenir de esfuerzos que requerirán también de financiación privada, para continuar desarrollando y manteniendo al tramo de la cadena energética de generadores en su esquema de funcionamiento privado y competitivo, definido según la ley N° 24.065.

Finalmente, entre los mecanismos privados para estimular la financiación privada, se detallan en las secciones posteriores, por un lado, a la creación y aplicación de un mercado local de Bonos de Carbono, Bonos Verdes y Bonos de Eficiencia Energética que visibilice, destaque y canalice la gran inversión a proyectos sostenibles. Por otro lado, se analizan mecanismos de Crowdfunding y Colectivización de Proyectos, para canalizar la micro-inversión privada hacia la generación y recursos energéticos distribuidos. Y, en tercer lugar, se exploran mecanismos de desarrollo de infraestructura y financiación descentralizada con tecnologías basadas en Blockchain.

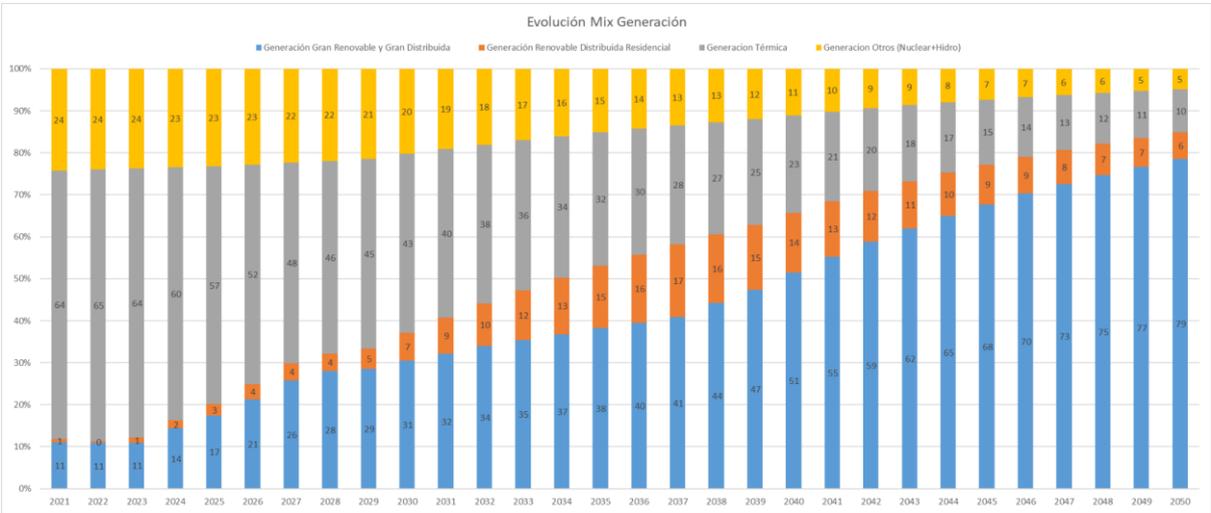
### 2.2.1. Financiación de origen público

Tal y como se expresó anteriormente, las nuevas energías renovables (solar y eólica principalmente) ya son las tecnologías de generación más baratas de la humanidad, en la actualidad. El único incentivo -y el más potente para su adopción- es la capitalización de la productividad que existe en el hecho real de sustituir una tecnología menos eficiente y contaminante por otra más eficiente y limpia. La misma productividad de la sustitución permitirá financiar y capitalizar con el tiempo la transición y el desarrollo tecnológico de base. Lo único que se necesita es desincentivar las tecnologías menos productivas e ineficientes, y visibilizar y formar conciencia sobre las más eficientes. En definitiva, dejar que exista una libre competencia entre las tecnologías en base a su productividad y eficiencia, e incorporando algún mecanismo que ponga en valor las emisiones generadas y evitadas. A continuación, se presentan los mecanismos para visibilizar esta productividad y reinvertirla.

El escenario simulado<sup>11</sup> de financiación de adopción de renovables mediante redirección de ahorro por reducción de subsidios y capitalización por aumento de productividad propone un futuro a 2050 con (ver figura 6):

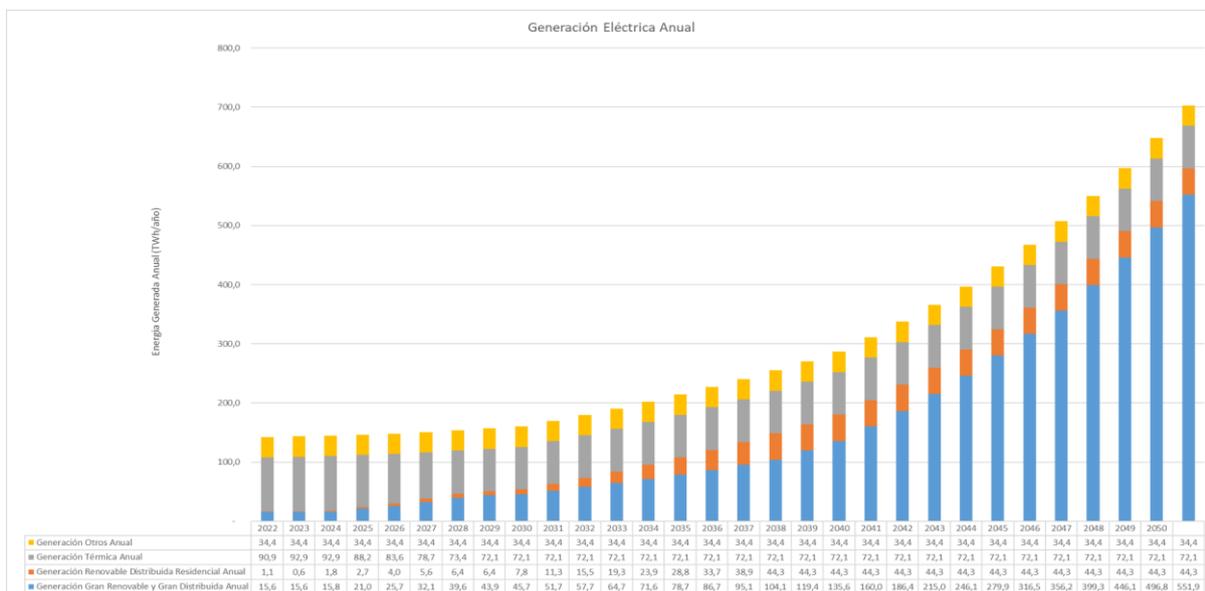
- a. una proporción del 85% de la demanda abastecida con energía renovable (200 GW instalados, de los cuales 20 GW corresponden a generación distribuida residencial, abasteciendo a un total de 10 millones de hogares),
- b. un 10% con térmica a base de gas reconvertible a hidrógeno verde (23 GW instalados),
- c. un 5 % con hidroeléctrica y nuclear (7 GW instalados).

Esto totaliza una base final de 230 GW de potencia eléctrica instalada (figura 8). La proyección de crecimiento de esta potencia instalada contempla el incremento vegetativo natural de toda la demanda eléctrica industrial, residencial y comercial, la electrificación de todo el transporte y se considera también la penetración de acumulación eléctrica, con una base a 2050 de 27 GW de capacidad, capaz de abastecer a la mitad del pico diario máximo anual de consumo de potencia (julio), y con una autonomía de 2,7 TWh, necesaria para abastecer al consumo equivalente de medio día de carga de toda la matriz eléctrica, con una profundidad media de descarga del 30%. La energía total generada a 2050 para estas condiciones de abastecimiento, se estima en 700 TWh/año (figura 7).

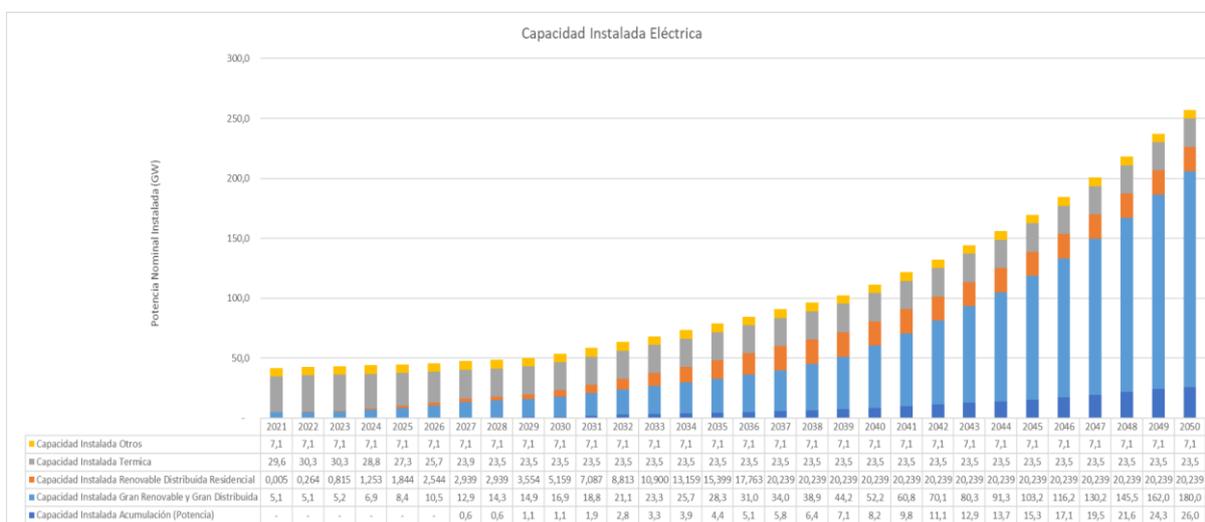


**Figura 6.** Evolución del mix de generación en el escenario simulado. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022.

<sup>11</sup> Esta simulación utiliza las mismas proyecciones de evolución de la matriz renovable, y se basa en los mismos escenarios futuros de demanda eficiente con 100% de renovables al 2050, desarrollados en el trabajo “Proyecto Elementos centrales de una estrategia para alcanzar la implementación masiva de energías renovables en la Argentina”, elaborado por el Centro de Tecnologías Ambientales y Energía Facultad de Ingeniería Universidad Nacional del Centro de Argentina, 2022.



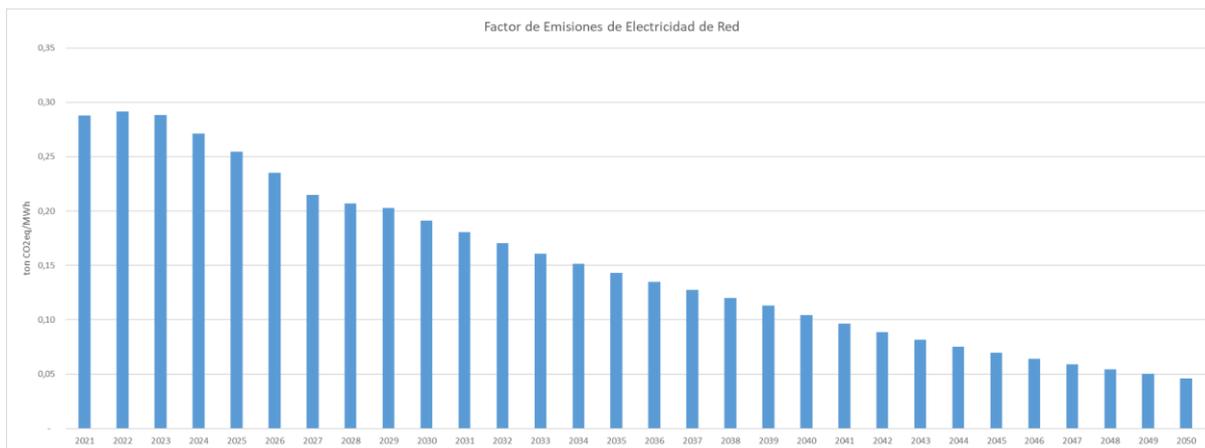
**Figura 7.** Evolución de la generación anual en el escenario simulado. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022.



**Figura 8.** Evolución de la capacidad eléctrica instalada en el escenario simulado. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022.

En cuanto a las emisiones de CO<sub>2eq</sub> por MWh generado, se reducen sustancialmente en un 84% entre 2021 y 2050, según se muestra en la Figura 9<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> Reducción de emisiones calculada en función a los factores de emisión declarados por CMMESA (CMMESA, 2022), y a la composición del parque de generación de base actual de SADI en el año de inicio de la simulación (también declarados por CMMESA, 2022). La reducción de emisiones proyectada supone el escenario de penetración de renovables simulado, y mantenimiento de máquinas de generación eléctrica basadas en gas (más



**Figura 9.** Evolución del factor de emisiones de la red en el escenario simulado. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022.

### 2.2.1.1. Costos de incorporación y operación de renovables

Una de las diferencias básicas entre las energías fósiles y las renovables radica en la diferente naturaleza de la evolución de sus flujos de fondos en el tiempo. Si bien los Costos Nivelados de Energía (LCOE) en términos de USD/MWh generado de las renovables son hoy menores a los de las fósiles, se necesita una mayor inversión inicial para capitalizar el parque de generación y arrancar con las renovables. Alternativamente, las fósiles tienen una menor inversión inicial, pero una mayor erogación constante a lo largo del tiempo, debido a los mayores gastos de combustible y mantenimiento. Lo que difiere financieramente entre una tecnología y otra, principalmente, es su CAPEX (Capital Expenditure, o Costo de Capital según sus siglas en inglés) y el “transitorio de arranque” para el desarrollo y capitalización del parque de generación. A régimen, luego, la fósil es más cara, y la volatilidad del precio de los combustibles genera incrementalmente la necesidad de subsidiar al sector para desacoplar el aumento del costo, del precio a distribución. Las renovables de recurso libre como la solar y la eólica, por otro lado, una vez instaladas, no consumen combustible, con lo que su LCOE no depende en el tiempo de mayores variables que de los costos de mantenimiento, costos de reposición de la tecnología por obsolescencia y uso, con lo cual sus precios a régimen son más estables y con alta componente en moneda local si la tecnología se desarrolla en equipamiento y repuestos de forma local con el tiempo.

Debido a estas diferentes naturalezas de los flujos de fondos de una tecnología versus otra, cobra especial necesidad la implementación de mecanismos que permitan financiar el CAPEX de las renovables, de modo que “hagan más parecido” el flujo de fondos futuro de las renovables al de las fósiles, disminuyendo el aporte de capital para inversión inicial, y desplazándolo al futuro en forma de “OPEX” (Operational Expenditure, o Costos de Operación y Mantenimiento, según sus siglas en inglés). En este sentido, es deseable que para todos los mecanismos de financiación que se detallan en esta sección y en las posteriores, se puedan habilitar esquemas

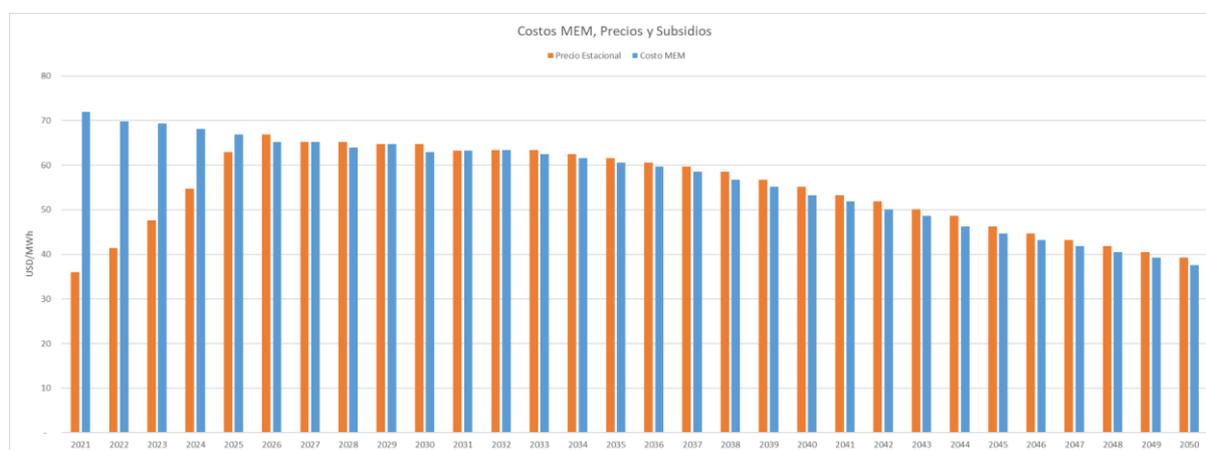
---

eficientes, y manteniendo una potencia instalada a 2050 de 23GW). Esta proyección de reducción es conservadora para el escenario planteado, ya que no considera que el parque de generación a gas de 23GW se reconvierta a hidrógeno con el tiempo, y por lo tanto, hacia 2050 siguen generándose emisiones provenientes de esta potencia instalada basadas en combustión de gas. En un escenario más acorde a la simulación y consideraciones de penetración de hidrógeno verde propuestas, debería considerarse la reconversión de estos 23GW de gas a funcionar con hidrógeno verde, con lo cual la reducción de emisiones podría llegar a cero absoluto si se considera que se reconvierte todo el parque fósil restante a 2050.

de créditos cuyas cuotas anuales de devolución puedan instrumentarse a valores equivalentes al ahorro interanual que se genera por desplazar los costos de combustibles de las alternativas fósiles.

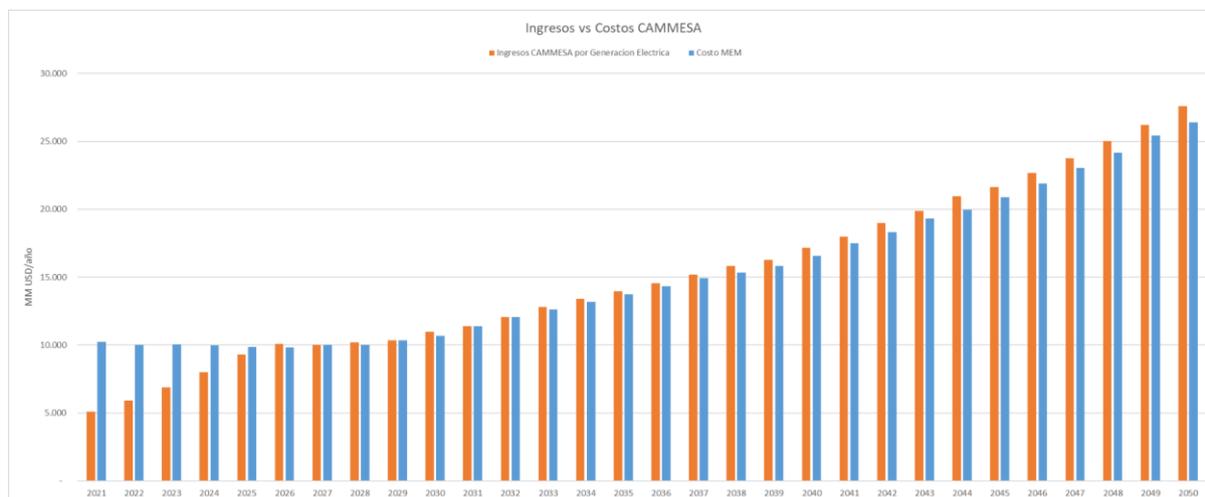
El escenario simulado en este capítulo aprovecha la diferencia en este paradigma de los flujos de fondos para capitalizar el crecimiento del parque de generación renovable (más intensivo en CAPEX), con el ahorro que genera su mismo incremento anualmente por desplazar OPEX de las fósiles. De esta forma, se transforma progresivamente la matriz argentina de una con maquinaria consumidora de combustible y altos costos anuales de funcionamiento por gastos en ese combustible, a otra matriz de mayor base de capital tecnológico y que procesa menos combustibles onerosos como vectores de transporte y transformación. Esta diferencia estructural plantea desde el primer momento que el esfuerzo de desarrollo se centre más en el CAPEX que en los OPEX, demandando incrementalmente año a año una mayor inversión, aunque, a la vez, se reduce sustancialmente el costo monómico MEM de generación con el tiempo, notando aquí el claro efecto mencionado de diferencias entre los modelos de flujo de fondos fósiles y renovables descritos anteriormente.

Lo analizado anteriormente se observa en la Figura 10, que muestra cómo decrecería el precio estacional en el mercado mayorista eléctrico con los niveles de adopción masiva descritos de renovables, por el hecho de ser más económicas y productivas. Durante los primeros 5 años, se simuló una reducción del subsidio al sector eléctrico, a partir de aumentar el precio estacional en un valor de un 15% interanual, hasta reducir los subsidios en la oferta a cero hacia el año 6<sup>13</sup>. En secciones posteriores se demuestra el mecanismo por el cual el ahorro anual de esta reducción de subsidios puede redirigirse a inversión en aumento del parque renovable, transformando la evolución de la matriz en un camino virtuoso de capitalización por aumento de productividad.



**Figura 10.** Quita progresiva de subsidios eléctricos en los primeros 5 años, con un aumento del 15% interanual del precio estacional, y luego disminución del costo monómico MEM y del precio estacional con el aumento de productividad por generación renovable en el escenario simulado. El factor de cobertura de subsidios sobre el costo MEM se supone en un 50%. Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA, 2022.

<sup>13</sup> Se aclara que esta reducción a cero de los subsidios es específicamente en su aplicación en la oferta del sector eléctrico, pero esto no implica que se eliminan los subsidios a los más vulnerables. Tal y como se explicó en los últimos párrafos de la Sección 2.2, en paralelo a esta reducción a cero de subsidios en la oferta eléctrica, se propone redirigir los subsidios a los más vulnerables a partir de aplicarlos específicamente en la demanda, descentralizadamente y con fondos de cada jurisdicción (y no del tesoro nacional), e instrumentarlos administrativamente por fuera de la estructura del sector eléctrico, a partir de las estructuras administrativas de ministerios sociales de los poderes ejecutivos locales y como descuentos a las tarifas eléctricas de distribución jurisdiccionales. En esta simulación no se modela esta asignación de subsidios en paralelo al sector eléctrico, ya que escapa al objeto de análisis de este estudio.



**Figura 11.** Ingresos de CAMMESA por venta de energía generada a distribuidoras y grandes usuarios, vs costo MEM de generación total, en el escenario simulado. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022.

En el escenario simulado, se propone un camino de implementación de renovables en dos etapas: en la primera etapa de 2022 a 2026 se financia mayoritariamente de forma pública el aumento de la capacidad renovable con este redireccionamiento del ahorro por reducción de subsidios (hasta su eliminación total) y sustitución de fósiles caros y contaminantes amparado por las leyes 27.191 y 27.424; en la segunda etapa, de 2027 a 2050, la financiación se instrumenta, en parte, de forma pública, prolongando el mecanismo del FODER y FODIS para capitalizar los ahorros interanuales por reducción de costos (capitalización por aumento de productividad), y por otra parte, con una mayor proporción de financiación privada.

Un objetivo de la financiación pública a partir de redireccionar el ahorro por reducción de subsidios y capitalizar la productividad es que estimule al sector privado a invertir en aumentar la capacidad de renovables y la eficiencia de consumo y generación, ya que el parque de generación es un mercado competitivo por ley 24.065. La generación distribuida, adicionalmente, representa un instrumento de desarrollo cuya financiación es en sí misma más accesible al ser menor el tamaño de los sistemas, y esto permite potenciar la incorporación de renovables con el tiempo al no necesitar una coordinación licitatoria centralizada.

Otro objetivo de la financiación pública arriba mencionada es permitir desarrollar la base tecnológica de integración vertical y escalamiento para producción industrial masiva de tecnologías renovables como nuevo vector de seguridad energética para el país. A la integración vertical la debe financiar la demanda, a medida que aumenta, y debe ser progresiva bajo un paradigma de innovación abierta, en sucesivas fases de articulación internacional para transferencia de conocimiento, tecnología y procesos. Es interesante, en este sentido, plantear el desarrollo geográfico de polos tecnológicos especializados según jurisdicción, conocimiento y especialización universitaria de cercanía, sin que esto sea un limitante al desarrollo de todas las tecnologías a lo largo de todo el territorio en la medida que sean competitivas y viables para el inversor privado.

#### 2.2.1.2. Capitalización de redirección del ahorro de subsidios y aumento de productividad en instrumentos públicos

Tal y como se mencionó en la síntesis introductoria de la Sección 2.2, como mecanismo principal de financiación pública se propone capturar el ahorro interanual por reducción de subsidios, sustitución de fósiles más caros y

contaminantes, y aumento de productividad por incorporación de renovables. Para instrumentar esto, es necesario especificar partidas presupuestarias del tesoro nacional que activen la capitalización y la redirijan a los fondos FODER y FODIS.

En esta línea, se simula que a partir del año 2022 se crean dos cuentas presupuestarias en el Tesoro Nacional que luego direccionarán los fondos al FODER, FODIS, FANSIGED y demás iniciativas de financiación: una de CAPITALIZACIÓN PARA LA FINANCIACIÓN DEL AUMENTO DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN RENOVABLE (GRAN RENOVABLE Y DISTRIBUIDA) Y ACUMULACION ELÉCTRICA, y otra de CAPITALIZACIÓN PARA LA FINANCIACIÓN Y FOMENTO DE LA INVESTIGACIÓN, EL DESARROLLO Y LA INNOVACIÓN (I+D+i) DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES (GRAN RENOVABLE Y DISTRIBUIDA) Y ACUMULACION ELÉCTRICA.

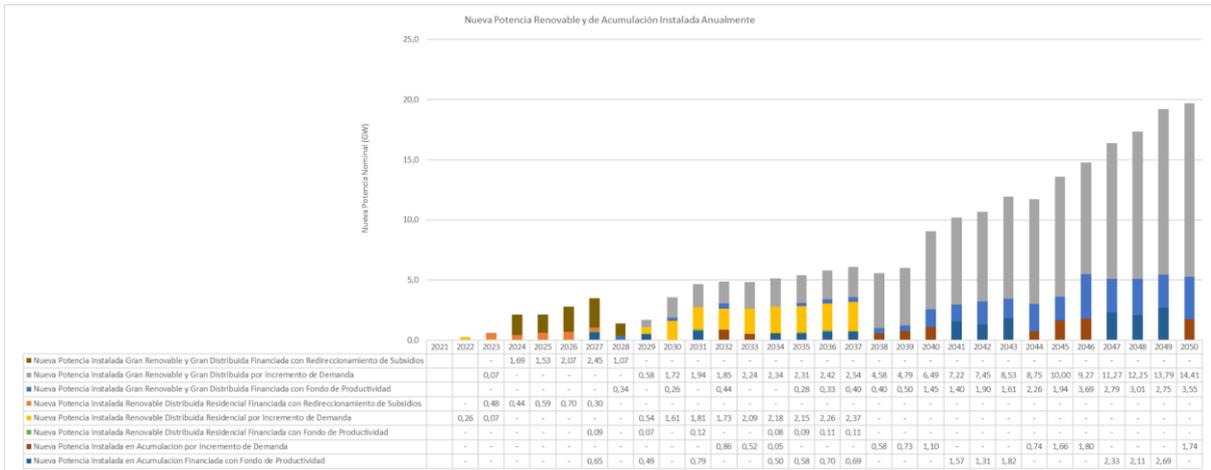
En los primeros cinco años de evolución, hasta el 2026 inclusive, cada una de estas cuentas se nutrirá del ahorro computado de subsidios, que se calculará como la diferencia entre el presupuesto de monto destinado a subsidios del año en curso, menos el valor real erogado en subsidios de dicho año. A partir de esta simulación, se estima que los valores de este ahorro de subsidios estarán entre los 900 y los 1.350 Millones de dólares anuales. Este ahorro es posible, ya que cada año se proyecta un presupuesto de subsidios igual a lo erogado el año anterior, con lo cual, si el parque renovable aumenta, el costo monómico MEM de generación irá disminuyendo a medida que pasa el tiempo, permitiendo capitalizar esta diferencia. Podrá verse este efecto con mayor precisión en la Figura 12. De lo destinado año a año a los dos fondos creados a partir de lo efectivamente ahorrado en subsidios, se propone con el modelo simulado que el 90% se redirija a la cuenta de capitalización para el aumento de la capacidad anual de renovables y acumulación, mientras que el 10% restante, se redirija a la cuenta de capitalización para la financiación y fomento de I+D+i, que permite ir integrando la base tecnológica sobre la cual se base el escalamiento de los años posteriores.



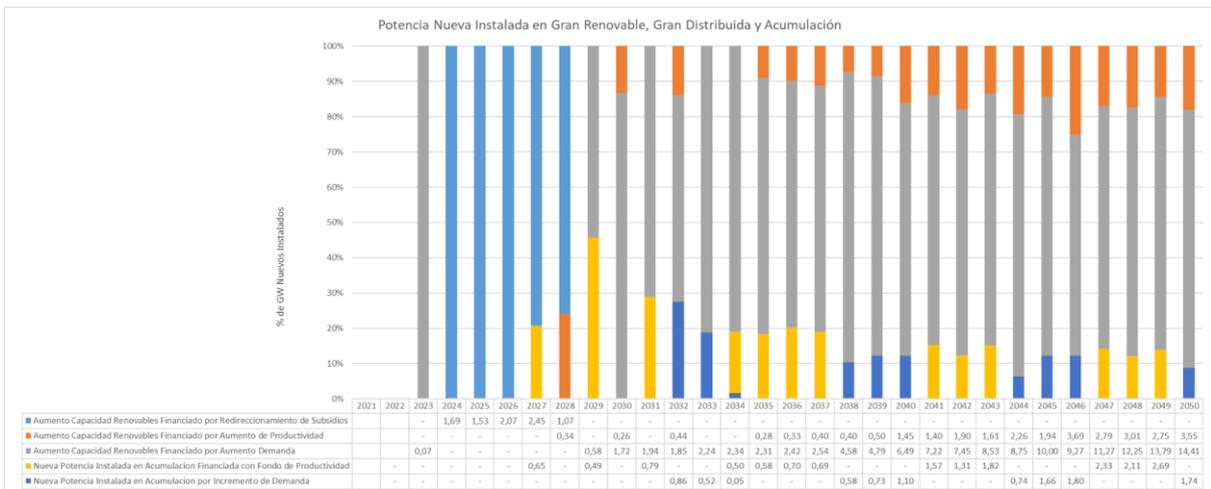
**Figura 12.** Subsidio anual erogado vs. subsidio anual presupuestado, en el escenario simulado. La diferencia entre las barras representa el “ahorro de subsidios” que se destina al fondo para capitalización del aumento de generación en renovables e I+D+i. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022.

Adicionalmente, se considera que, de los montos capitalizados en los fondos por redireccionamiento de lo ahorrado de subsidios quitados, se destina un 70% a financiar la inversión en aumento de capacidad de Gran Generación Renovable y Gran Generación Distribuida (para Grandes Usuarios Habilitados, vía MATER). El restante 30% se destina a financiar la inversión de Generación Distribuida para las Provincias adheridas al marco de la ley 27.424. En ambos casos, el corte supuesto de la financiación es de hasta un 40% del total a invertir por proyecto de generación renovable. Con este esquema, es posible financiar con estos fondos nacionales, al 40% de la inversión, la totalidad de la capacidad necesaria para cumplir con las cuotas de penetración de renovables definidas mediante la ley 27.191. En las Figuras 13, 14, 15, 16 y 17 pueden observarse los valores específicos de

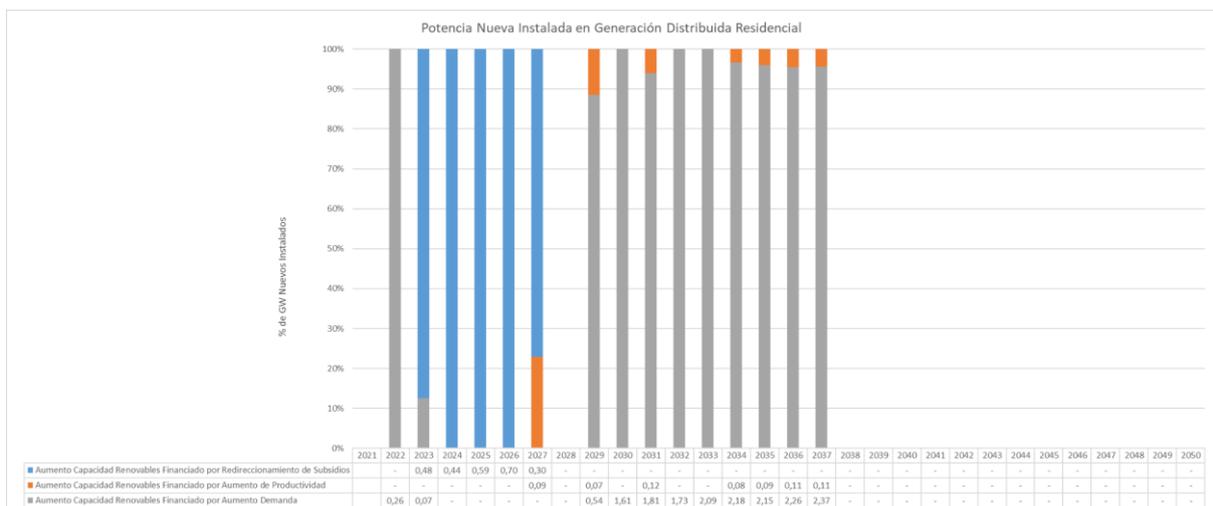
la nueva capacidad nominal instalada año a año según mecanismo de financiación, los montos de inversión según mecanismo y la disponibilidad monetaria de los fondos nacionales para esta financiación.



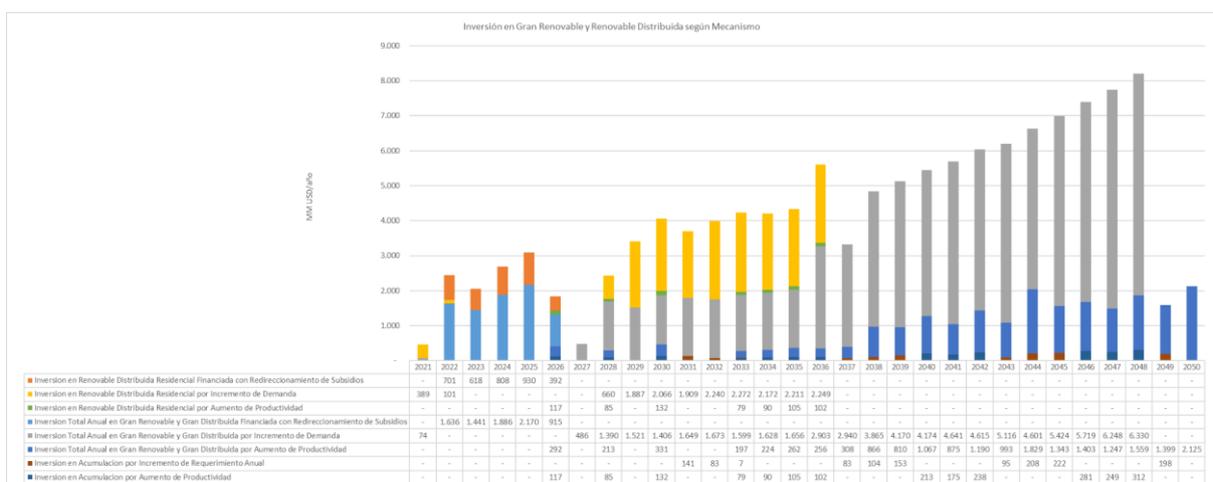
**Figura 13.** Nueva potencia nominal instalada año a año en generación renovable, por mecanismo de financiación, en el escenario simulado. Los renglones denominados “por Incremento de Demanda”, hacen referencia a la nueva potencia nominal instalada a partir de financiación privada. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022.



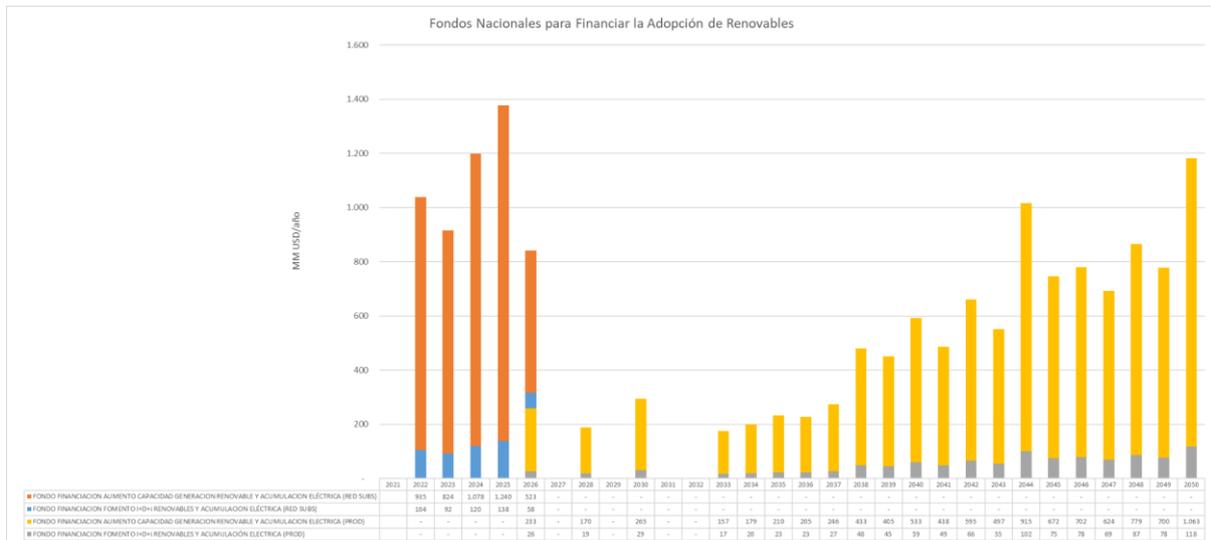
**Figura 14.** Nueva potencia nominal instalada año a año en generación gran renovable y gran distribuida, proporción por mecanismo de financiación, en el escenario simulado. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022.



**Figura 15.** Nueva potencia nominal instalada año a año en generación renovable distribuida residencial, proporción por mecanismo de financiación, en el escenario simulado. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022.



**Figura 16.** Inversión en nueva potencia instalada año a año en generación renovable, por mecanismo de financiación, en el escenario simulado. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022.



**Figura 17.** Disponibilidad de Fondos Nacionales para nueva potencia instalada año a año en generación renovable, en el escenario simulado. Fuente: elaboración propia en base a escenarios energéticos de demanda eficiente 100% renovable a 2050 propuestos por UNICEN, 2022.

A partir del año 2027 se comienza a invertir en capacidad de acumulación para comenzar a incorporar masivamente al transporte a la matriz eléctrica, se eliminan por completo los subsidios a la oferta eléctrica (manteniéndose su reformulación y su aplicación en paralelo en la demanda, y sólo para los sectores vulnerables), y se simula que la nueva energía renovable instalada ya no desplaza más combustibles fósiles en el parque de generación eléctrica, por lo que el ahorro del subsidio al costo de combustibles fósiles desplazados ya no representa una fuente de capitalización de los fondos mencionados.

Adicionalmente, a partir de aquí y en adelante, se proponen dos cosas. Por un lado, debería especificarse un límite en el Artículo 40 de la ley 24.065, que establezca que los precios estacionales a los diferentes agentes del MEM no puedan fijarse nunca por debajo del costo de generación monómico medio, promediado mediante algún criterio a especificar de media móvil durante un período de tiempo. Esto, para establecer un piso a la fijación de precios del Poder Ejecutivo Nacional, que evite que en el futuro se fijen por debajo de los costos, y por lo tanto que evite que se vuelvan a asignar subsidios distorsivos divergentes a la oferta de energía en el mercado mayorista. Asimismo, también las respectivas jurisdicciones deberían regular el mecanismo por el cual sus poderes ejecutivos intervienen en las Revisiones Tarifarias Integrales entre los respectivos Entes Reguladores y las distribuidoras de su jurisdicción, con el fin de evitar distorsiones, cambios o suspensiones arbitrarias del diseño y actualizaciones tarifarias.

Por otro lado, también se propone que de aquí en adelante los fondos FODER y FODIS se continúen capitalizando, ya no más a partir de sustitución de fósiles, sino a partir de capitalizar la diferencia entre ingresos y costos mayoristas de CAMMESA, debido a la reducción interanual de costos monómicos medios del sistema por debajo de los precios monómicos medios por hacer más productiva la matriz con las renovables. Para implementar esto, se propone que se redefina vía resolución de la Secretaría de Energía Nacional un nuevo mecanismo de fijación de los precios estacionales que cumpla con la condición básica mencionada en el párrafo anterior, de modo que el precio estacional monómico medio siempre sea superior al costo medio monómico del sistema, y que sea instrumentado quizás volviendo a definir un sistema de estabilización de precios basado en un “Fondo de Estabilización” al que se deriven las diferencias entre precios y costos en distintos períodos, similar al que ha existido históricamente a partir de la creación del MEM (Secretaría de Energía, 2002). En esta simulación, entonces, se toma esto como criterio básico para capturar la diferencia de productividad año a año por reducción

interanual de costos monómicos medios de generación. Con esto, se simula (simplificadamente) un escenario en el que el precio medio estacional del período en curso se define en valor igual a la media móvil de los doce meses anteriores del costo monómico MEM. Esta propuesta permite extender más en el tiempo el mecanismo de capitalización del FODER y FODIS basado en “ahorrar el combustible desplazado del año anterior”, ya que una vez que se “sustituyan” las fósiles más caras y menos eficientes al 2026, y que cese totalmente dicha sustitución de potencia fósil en el parque de generación, se permitiría seguir capitalizando la diferencia de costos totales en el sistema año a año, por “licuación” del costo monómico de generación a partir del ingreso de las renovables en mayor proporción en la matriz. De esta forma, si la matriz reduce costos por aumento de productividad por instalar renovables, CAMMESA puede registrar un ahorro entre ingresos y egresos, que quede a cuenta de capitalización de los fondos mencionados anteriormente. Con este mecanismo, para el escenario simulado, se genera una diferencia positiva de en promedio un 2,5% entre precio y costo año a año, que, según las figuras de arriba, comienza registrando una capitalización total anual de 200 millones de dólares en 2028, y se termina en 2050 con aproximadamente 1200 millones de dólares anuales. Estos valores simulan que se pueden financiar aproximadamente al 40% de los proyectos de incremento anual de nueva potencia renovable y de acumulación instalada anualmente hasta 2050, destinando una proporción del 50% de dichos fondos a financiar aumento de potencia de gran renovable y gran distribuida, un 25% a generación distribuida residencial y otro 25% a acumulación. El corte supuesto de esta financiación pública se simula en un 40% del total a invertir por proyecto de generación gran renovable y gran distribuida, y en un 50% del total a invertir por proyecto de generación distribuida residencial y de acumulación.

Por otro lado, como se observa en la Figura 17, estos mecanismos permitirían reinyectar entre 20 y 120 Millones de dólares anuales en financiación a I+D+i en renovables a través del sistema científico-tecnológico nacional, con destinar anualmente tan sólo el 10% de estas capitalizaciones por aumento de productividad.

### 2.2.1.3. Instrumentación de la financiación de origen público

La financiación pública descrita en la sección anterior se puede instrumentar mediante los mecanismos previstos a partir de la normativa establecida para el FODER y FODIS, mediante las leyes 27.191 y 27.424. La instrumentación, según estas normativas, se ejecuta a partir de la constitución de fideicomisos con instituciones bancarias, que “custodien” y lleven cuenta de los orígenes y destinos de los fondos capitalizados mediante los mecanismos desarrollados en párrafos anteriores. A partir de estos fideicomisos, las aplicaciones de estos fondos para el aumento de capacidad renovable y fomento de la demanda pueden ser (todas han ya sido previstas tanto para el FODER como para el FODIS):

- a. Otorgamiento de préstamos a tasas bajas en pesos para desarrollo y construcción de centrales renovables, y sistemas de acumulación, movilidad y generación distribuida. En el caso de préstamos al usuario generador, es especialmente interesante que se diseñen teniendo en cuenta que la cuota de devolución sea igual al ahorro generado en las facturas de energía para igual período, de modo de “hacer similares los flujos de fondos de la tecnología renovable a los de la tecnología fósil”, y eliminar la barrera de adopción por alto CAPEX de las renovables.
- b. Otorgamiento de exenciones impositivas a proyectos verdes. Este sería un tipo de “subsidio” inverso, es decir, en vez de subsidiar la implementación de renovables con “erogaciones” monetarias, se exime del pago de impuestos a lo verde y productivo. En cierta medida, sería un “descuento o premio por hacer lo correcto”, que financieramente es menos “estresante” de las arcas públicas que un subsidio erogado.

- c. Otorgamiento de subsidios a tasas de interés de préstamos bancarios del sector privado para desarrollo, construcción e instalación de centrales, acumulación, movilidad y sistemas de generación renovable distribuida.
- d. Constitución de garantías para el pago de energía comercializada con los nuevos contratos de abastecimiento celebrados entre los nuevos proyectos y el mercado eléctrico mayorista argentino.

Estos mecanismos públicos de financiación podrían ayudar a los proyectos a instrumentarse en pesos en vez de dólares, siempre que se arbitren los marcos legales necesarios que permitan actualizar los contratos de abastecimiento según costo de tecnología de repuestos y tasas de inflación interanual, y siempre que la componente nacional de fabricación del CAPEX de cada proyecto vaya en aumento en el tiempo.

En cuanto a la financiación para la investigación, desarrollo e innovación, la aplicación de estos fondos podría preverse para el FODIS según lo establece su normativa, y para el caso del FODER mediante una adecuación a la normativa actual. Su aplicación, en este sentido, podría incluir:

- a. Aumento de presupuesto de investigación y desarrollo para líneas de trabajo de la Agencia de I+D+i, para financiar la investigación básica y articulación de becas doctorales con universidades, empresas y CONICET.
- b. Otorgamiento de Capital Semilla y/o Aportes No Reembolsables (ANRs) a la innovación tecnológica a través de la Agencia de I+D+i, y destinados al ecosistema emprendedor y empresario, que financien:
  - i. Costos de incubación de startups que desarrollen modelos de negocio en los roles que se describirán en el capítulo de “modelos de negocio”,
  - ii. Costos de transferencias de patentes y tecnologías nacionales y/o extranjeras para empresas y emprendimientos que desarrollen modelos de negocio en los roles que se describirán en el capítulo de “modelos de negocio”,
- c. Otorgamiento de ANRs y/o préstamos a tasa cero para proyectos de inversión de riesgo en fase de constitución de “venture capital”, para financiar costos de capital (maquinaria y capital de trabajo) para la aceleración, spin-off y/o escalamiento de start-ups y/o empresas que busquen integrar verticalmente la fabricación local, y escalar su producción para masificar las tecnologías internamente en el país, y exportarlas,
- d. Otorgamiento de exenciones impositivas a la constitución de sociedades, inversión de capital, compra de maquinaria y capital de trabajo para escalamiento productivo, importación de partes para integración vertical, desarrollo de polos y zonas francas, etc.
- e. Constitución de garantías para la devolución de los préstamos asignados en fases de inversión de riesgo, o “venture”.

Se propone que la actual Agencia Nacional de I+D+i de alguna manera priorice el desarrollo de los proyectos en función de la demanda, y según la necesidad de inversión y riesgo que se perciba en el mercado, haciendo foco en coordinar la agenda de incentivos en función de las necesidades de innovación, y que éstas traccionen a las necesidades de investigación, y no al revés. Esto se denomina modelo de innovación “pull”, basado en el paradigma de innovación abierta.

## 2.2.2. Remoción de barreras financieras al desarrollo de la generación distribuida

Las barreras financieras para el desarrollo de la generación distribuida en Argentina son principalmente tres:

- a. **Subsidios a las tarifas de distribución ocultan e inactivan la señal de paridad de red.** Los subsidios al precio estacional en el MEM mantienen tarifas de distribución en todo el país que, en promedio, están por debajo de los LCOE de los sistemas de renovables, no permitiendo que exista “paridad de red” para la generación distribuida. Existe paridad de red cuando el LCOE de un sistema de generación distribuida es igual o inferior al precio de la electricidad y sus cargos de red en el punto de acople y según categoría de consumo, y esto permite que el usuario generador vea atractiva y recupere la inversión en su sistema. Realizando un análisis muy simplificado<sup>14</sup>, a mayo 2022, en Argentina, el LCOE de los sistemas solares fotovoltaicos distribuidos, por ejemplo, a una tasa de descuento en dólares del 5% anual, es de aproximadamente 0,07 USD/kWh (7,6 ARS/kWh), cuando el precio de distribución (por subsidios aplicados al precio estacional aguas arriba en CAMMESA) es en promedio de 0,04 USD/kWh (5,5 ARS/kWh), y en el Área Metropolitana de Buenos Aires, es en promedio es de 0,03 USD/kWh (3,3 ARS/kWh)<sup>15</sup>. Sin embargo, a nivel general, en Argentina podría existir paridad de red en casi la mayoría de su territorio de no haber subsidios al precio estacional a distribución, y por lo tanto, las tarifas no estar definidas artificialmente bajas, y si dicho precio estacional a distribución se fijase a valores iguales o superiores al costo monómico MEM, que está a marzo de 2022 en 0,07 USD/kWh (8.000 ARS/kWh) (CAMMESA - BIS, 2022).
- b. **La inadecuada asignación del VAD en cuadros tarifarios T1 desincentiva a gobiernos locales y distribuidoras a aceptar y promover la generación distribuida.** La asignación de VAD en los cuadros tarifarios residenciales de distribución está inadecuadamente prorrateada entre el precio del kWh consumido y el cargo fijo, con lo cual, en escenarios de una virtual masificación de instalaciones, sus esquemas de remuneración se verían comprometidos, al perder base de cobro por el hecho de que los usuarios generadores autogeneren su energía y dejen de consumirla de la red, dejando de pagar el VAD en la componente variable de la tarifa. Esto, en un futuro de altísima penetración de usuarios, haría que las distribuidoras aumenten potencialmente sus tarifas eléctricas al resto de los usuarios para compensar estas caídas en sus ingresos. Este efecto se denomina “espiral de la muerte”, y es la principal barrera que hace que las distribuidoras y gobiernos provinciales rechacen o desincentiven el desarrollo de la generación distribuida, a pesar de que existan marcos normativos nacionales que las fomenten. La ley 27.424 de generación distribuida resuelve el tema de la mala asignación del VAD, aunque sólo en parte, y en lo referente a la sustitución del abastecimiento de la distribuidora. Al proponer la ley nacional mencionada que la distribuidora pague la energía inyectada por los usuarios generadores al precio estacional, sin pagarles el VAD, de alguna forma “le da lo mismo” comprarle energía a CAMMESA que a los usuarios generadores. Pero esta ley no resuelve lo que sucede en la demanda de energía aguas abajo en su red, al transformarse sus usuarios masivamente en usuarios generadores y dejar de remunerar el VAD en los cargos variables.
- c. **Baja capacidad de inversión por parte del promedio de la población argentina en los CAPEX de los sistemas renovables distribuidos.** Como se describió anteriormente al hacer referencia a la naturaleza

---

<sup>14</sup> El análisis de paridad de red es más complejo de realizar que comparar el LCOE simplificado de la tecnología versus precio del kWh, y varía también en función de cargos fijos y categorías tarifarias atadas a diferentes rangos de consumo. En este análisis se lleva a la simplificación de esta comparativa a modo ilustrativo.

<sup>15</sup> Fuente: elaboración propia en base a datos de cuadros tarifarios de distribuidoras argentinas, y LCOE calculado con la radiación solar de la zona de la Ciudad de Buenos Aires, y valores de costo de instalaciones fotovoltaicas on grid promedio de 1.500 USD/kWp, a marzo 2022.

diferente entre los flujos de fondos de los sistemas renovables versus los sistemas fósiles, el promedio de la población Argentina no posee la capacidad financiera para salir del esquema de un flujo de fondos en donde todos los meses pague el combustible y no realice inversiones considerables, a pasarse al esquema en donde haga una gran inversión inicial en un sistema renovable distribuido, y luego no pague más mensualmente por la energía autogenerada. Un sistema solar fotovoltaico on grid de 2 kWp para generar el equivalente al consumo total anual de una familia de 4 personas en la Ciudad de Buenos Aires, por ejemplo, posee un valor de inversión promedio de CAPEX de 3.000 USD llave en mano (a mayo 2022), valor que sólo es financiable por los deciles de mayores ingresos de la población.

Para superar, entonces, la primera barrera, se propone como primera medida que se enfoquen los esfuerzos mayoritariamente en desarticular la arquitectura distorsiva de subsidios al sector eléctrico y que esto restituya la correcta señal de paridad de red que es factible hoy de alcanzar en el país. Además de esta premisa, vale remarcar que no es necesario implementar políticas o normativas que habiliten feed-in-tariffs o incentivos adicionales para la generación distribuida, habiendo visto en el punto a) precedente que en el escenario sin subsidios Argentina ya poseería señal real de paridad de red. Los feed in tariffs han sido incentivos que se han aplicado en el pasado, y hoy ya no tienen más funcionalidad en este rubro en prácticamente todos los países desarrollados. En un comienzo, aquellos países que desarrollaron e innovaron con las tecnologías de generación distribuida, diseñaron políticas de fomento basadas en valores de tarifas diferenciales (llamadas feed in tariffs) para remunerar la energía inyectada por los sistemas, de modo que fueran superiores a las tarifas de distribución por consumo de energía de red. Esto hizo que los prosumidores pudieran recuperar la inversión de sus sistemas renovables en plazos cercanos a los 10 años, considerando que en esos momentos la tecnología, por estar comenzando y no tener madurez de mercado, era cara y su inversión era elevada como para ser atractiva su alternativa versus consumir energía de la red. Hoy en día, en todo el mundo, la tecnología renovable distribuida ya está en niveles de costo competitivos, permitiendo que generación distribuida haya alcanzado ya la paridad de red en la mayoría de los países desarrollados y que ya no necesite de tarifas de incentivo (Figura 18). Según el país y la región, el LCOE sin subsidio de la solar fotovoltaica distribuida, por ejemplo, se ubica entre 0,08 y 0,13 USD/kWh, y entre 30% y 40% por debajo de las tarifas eléctricas de distribución en muchos mercados (Booream-Phelps et. al, 2015). En este sentido, los feed-in-tariffs han sido incentivos que se han aplicado temporalmente y sólo a los fines de acompañar la curva de innovación hasta la madurez tecnológica que se observa hoy, pero ya no son necesarios. Por el contrario, en muchos países donde no hay paridad de red a la fecha, esto se debe principalmente a tarifas de distribución de electricidad subsidiadas, y que no reflejan el valor de la energía y quedan por debajo del LCOE de los sistemas distribuidos.



(de carbono, de eficiencia energética, energía renovable y verdes), 2) crowdfunding de proyectos de generación renovable, 3) financiación digital descentralizada.

### 2.2.3.1. Certificados de carbono, certificados de eficiencia energética, energía renovable y bonos verdes

Los mercados de bonos relacionados a la acción climática son mecanismos voluntarios que se están implementando en varios países del mundo, y están probando efectividad para redirigir los esfuerzos privados hacia la descarbonización. Existen básicamente dos tipos de bonos. Por un lado, aquellos que financian la inversión de proyectos relacionados al desarrollo verde y sostenible, y se emiten previo a iniciar los proyectos para financiar el capital a invertir a lo largo de su implementación. Un ejemplo de éstos son los Bonos Verdes, Sociales y Sostenibles definidos bajo la metodología de Green Bond Principles (GBP) (ICMA, 2021). Estos bonos se emiten luego de que instituciones especializadas en sostenibilidad y ambiente certifiquen que los planes de inversión a desarrollar se alinean con los principios del desarrollo sostenible, energía renovable, eficiencia energética y economía circular. Una vez certificado, se emite el bono y se negocia en Bolsas de Comercio nacionales e internacionales. Esto permite a las empresas interesadas en desarrollar los proyectos verdes, fondearse con capitales privados a partir de los mecanismos e instrumentos conocidos en los mercados de capitales.

Por otro lado, existen aquellos certificados que se emiten una vez que se logran impactos de reducción de emisiones o de consumo energético, o que certifican que se genera energía renovable, y pueden ser vendidos para “recuperar lo invertido” en los proyectos que han permitido llegar a esas reducciones e impactos sostenibles. Ejemplos de estos mecanismos son los Certificados de Carbono para mercados voluntarios, que certifican las toneladas de CO<sub>2eq</sub> efectivamente reducidas durante un período de tiempo, mediante mecanismos o estándares definidos por varias instituciones alrededor del planeta, como por ejemplo el Verified Carbon Standard (VCS) (VERRA, 2022). Las empresas que los adquieren lo hacen para “compensar” su huella de carbono, por ejemplo, y de esta forma “financian” ex-post a aquellas empresas que han hecho el trabajo de reducir sus emisiones. También existen estándares internacionales como los de los Certificados del I-REC Standard (I-REC Standard Foundation, 2021), que permiten certificar los kWh de energía renovable generada durante un período de tiempo, y también pueden ser comercializables en mercados voluntarios o regulados.

En el ámbito de la eficiencia energética, por otro lado, es interesante conocer las iniciativas de los Certificados Blancos (Asociación de Empresas de Eficiencia Energética - A3e, 2011), llevadas adelante con buen éxito en varios países y ciudades de la Unión Europea<sup>16</sup>, a partir de las directivas de eficiencia energética decretadas por la comunidad. Estos certificados, a diferencia de los IREC o los de carbono, certifican los kWh de energía eléctrica no consumida o que se evitó consumir (llamados a veces “negawatts-hora”) durante un período de tiempo, y encuentran su fijación de precios en normativas que establecen obligaciones de metas de eficiencia anuales para distribuidores eléctricos de los países de la Unión Europea. Los Certificados Blancos pueden ser requeridos o solicitados por toda empresa que realice acciones de eficiencia energética e impacte en la demanda de su distribuidor, mientras que la emisión de los mismos deberá ser realizada por una entidad acreditada y reconocida formalmente para tal efecto. Luego, los distribuidores de energía presentan estos certificados ante los reguladores para demostrar el cumplimiento de sus metas de eficiencia energética, o deben pagar una multa si no lo hacen. También, en el caso en que los distribuidores no puedan efectivamente reducir su demanda por eficiencia, pueden comprar estos certificados provenientes de otras distribuidoras o jurisdicciones que tengan excedentes por sobre sus cupos o metas de reducción de consumo. De esta forma, estos mecanismos obligan a distribuidores regulados a “financiar” ex-post a sus usuarios para que implementen medidas de eficiencia

---

<sup>16</sup> E incluso en Latinoamérica (como es el caso de Uruguay, instrumentado a través de su empresa UTE).

energética, y los precios de estos certificados quedan fijados en un piso a partir del valor de la multa definida para los distribuidores.

A diferencia de los mecanismos de Certificados Blancos, que fijan el precio del negawatt mediante las obligaciones de eficiencia en los mercados regulados, en cuanto al mercado de emisiones de GEI, todavía está en discusión en el mundo qué mecanismos de fijación de precios serían los más eficientes de implementar. Entre las alternativas de fijación del precio a la tonelada de CO<sub>2eq</sub>, existen básicamente dos criterios:

- a. **Paga menos el que es más eficiente y menos contamina.** Este es el camino más sencillo de implementar, pero más difícil de difundir y traccionar. Se instrumenta mediante exenciones impositivas que fijen una relación de valor frente a la presentación de certificados de reducción o abatimiento de toneladas de CO<sub>2</sub> o kWh, por parte de organizaciones que reduzcan efectivamente su huella de carbono o huella energética. Entre los mecanismos de exenciones impositivas básicas, pueden enumerarse reducciones de tasas de ABL (como es el caso de mecanismo implementado en la Ciudad de Buenos Aires mediante los Ecosellos), impuestos nacionales o provinciales, etc.
- b. **Paga más el que es menos eficiente y más contamina.** Este camino es el más complejo de instrumentar, debido a la resistencia social al carácter punitivo de las medidas, y a la complejidad en la determinación y alocaión de costos ambientales. Para instrumentarlo, se deben internalizar los costos ambientales comunes para determinar el precio base del carbono. Un camino para ello, es identificar las cuentas de las finanzas públicas que estén relacionadas a mitigar los impactos de la contaminación ambiental generada con las emisiones del CO<sub>2eq</sub> (en todos los ámbitos, como los de transporte, salud, energía, infraestructura para mitigación y adaptación al cambio climático, alivio de situaciones de desastre natural, etc), variabilizar estas componentes de costos ambientales públicos, y distribuir esta carga pública mediante impuestos fijados con mayor ponderación a las actividades más contaminantes de la sociedad. Para esto, también es necesario inventariar las actividades contaminantes (aquellas que poseen las mayores huellas de carbono o huellas ecológicas), trabajo que no es imposible, pero definitivamente es complejo.

Hoy en Argentina, con la arquitectura de subsidios a la oferta eléctrica, la señal de fomento a la eficiencia y la reducción de la contaminación también están pervertidas: termina pagando menos el más ineficiente.

En el caso de los Bonos Verdes bajo el esquema del GBP, la Bolsa de Comercio de la Ciudad de Buenos Aires ha venido instrumentando y homologando mediante resoluciones de la Comisión Nacional de Valores (CNV), la aplicación de este estándar, con buen éxito local a partir de 2020, y permitiendo a varias empresas fondear sus proyectos sostenibles mediante este mecanismo (BYMA, 2020).

En cuanto al resto de los mecanismos de certificados, se propone que Argentina desarrolle localmente y homologue institucionalmente los protocolos y estándares de certificación de reducción de emisiones, generación de energía renovable y reducción de consumo energético, y que fomente el mercado de certificación y comercio de estos certificados. Para el caso de los Certificados Blancos, se propone crear el mercado mediante la sanción de una ley nacional de eficiencia energética como la presentada en Cámara de Senadores del Congreso Nacional en el año 2019 (E. Bullrich et. al, 2019), y a partir de la cual se invite a los gobiernos provinciales a fijar objetivos anuales de eficiencia a las distribuidoras de sus jurisdicciones (reguladas por los entes reguladores de cada jurisdicción), a cambio de beneficios fiscales y exenciones impositivas. Tal y como se implementa en Europa, la distribuidora debería presentar los Certificados Blancos que demuestren los negawatts-hora generados, o bien, pagar una multa por negawatt-hora no generado a fin de año. Con este esquema, las distribuidoras pueden incluso ofrecer a sus clientes racionalmente apagar cargas a cambio de compensar cada negawatt-hora en sus facturas eléctricas, en un esfuerzo de "gestión de su demanda". El valor del negawatt-hora quedaría determinado por el presupuesto de reducción y multa impuesta por normativa año a año, que podría fijarse igual al costo de generación con la tecnología más ineficiente del mercado.

### 2.2.3.2. Micro-inversión mediante crowdfunding y colectivización de proyectos

Así como en la industria de la construcción y real estate existen mecanismos de crowdfunding para financiar proyectos inmobiliarios de desarrollo, que incluso se comercializan mediante brokers y agentes de bolsa en la Bolsa de Comercio de la Ciudad de Buenos Aires, es interesante explorar también mecanismos similares de crowdfunding que, se están desarrollando en el mundo, para financiar el desarrollo de proyectos colectivos de generación distribuida. Un caso de estudio referente en este tema es el modelo desarrollado de crowdfunding por la empresa sudafricana The Sun Exchange<sup>17</sup>, que se enfoca en desarrollar un portal web que permite, por un lado, que los proyectos de generación distribuida aplicada en escuelas, hospitales, residencias y demás edificaciones sociales puedan presentar y subir su proyecto, cotizarlo, conseguir proveedores e instaladores, y luego abrir el fondeo mediante crowdfunding, intermediando entre la constitución del capital, el pago a la distribuidora de electricidad, y su devolución en el futuro a las partes interesadas. Lo interesante de su esquema, es que los sistemas distribuidos quedan bajo propiedad de los inversores, y las construcciones sociales pagan la electricidad que consumen al consorcio de inversores, a una tarifa por kWh consumido mensual, como si no hubieran hecho ninguna inversión y siguieran consumiendo la energía de la red. The Sun Exchange oficia de intermediario para el fondeo del capital, y luego, para cobrar la energía mensual consumida de las construcciones, pagarle a la distribuidora local por la demanda de red, y distribuir los dividendos para repagar la inversión a los inversores.

Esquemas del estilo podrían plantearse a nivel público, para instrumentar la instalación de generación distribuida en techos de edificios públicos y viviendas sociales, por ejemplo, a partir de financiación de privados.

### 2.2.3.3. Infraestructura y financiación descentralizada y digitalizada

En una segunda etapa evolutiva de la financiación privada, podrían implementarse mecanismos que descentralicen la aplicación de la financiación mediante digitalización de activos vía blockchain.

Esquemas de financiación del desarrollo de redes de infraestructura descentralizada vía protocolos en Blockchain que podrían implementarse para fomentar la generación distribuida y la gestión de la demanda, podrían ser similares al funcionamiento del caso de la red Helium<sup>18</sup>. Esta es una red de tecnologías de repetición de señal de Lo-Fi (o baja frecuencia) para servir de medio y control de los datos generados por los aparatos y electrodomésticos con nuevas tecnologías de IoT (internet of things). Fue creada por la empresa Helium, cuyo principal rol es codificar las reglas de funcionamiento de la Blockchain o registro público donde se asientan las transacciones de la red, y con ellas, y a través de un portal web, administrar las transacciones y lógica de compensaciones entre los usuarios y desarrolladores de la red Lo-Fi, hacia lo que ellos denominan “People-Powered Networks” (redes desarrolladas por la gente). Para permitir el desarrollo de redes de “hot-spots” o emisores de señal Lo-Fi a los que los electrodomésticos inteligentes puedan conectarse para permitirse su control remoto vía apps, Helium propone un esquema en donde los mismos usuarios invierten en sus hot-spots, ponen a disposición la red en sus hogares y/o zonas donde se encuentren, y la blockchain Helium les reconoce y paga un canon por puesta a disposición denominado “Proof of Coverage”, instrumentado de forma automática mediante la triangulación de señales entre hot-spots que “certifican” que los hot-spots vecinos están activos y a disposición. También, la blockchain Helium les reconoce a aquellos hot-spots que procesen datos de electrodomésticos inteligentes a su alrededor lo que ellos denominan “credits”, que son tarifas que remuneran el flujo de datos.

---

<sup>17</sup> <https://thesunexchange.com/>

<sup>18</sup> <https://www.helium.com/>

Para promover la generación distribuida y que los usuarios pongan a disposición sus sistemas de generación y se construya una red descentralizada con inversión descentralizada de los propios usuarios generadores, pueden implementarse mecanismos similares al de Helium vía blockchain, para que operadores virtuales del mercado eléctrico, comercializadores y/o distribuidoras puedan administrar este desarrollo y compensación de los flujos energéticos en el tiempo con reglas claras, y con un sistema de inventario y registro público criptográfico.

## Capítulo 3. Propuestas de modelos de negocio para el desarrollo de las renovables

### Introducción y Objetivos

En el presente capítulo se exploran los modelos de negocio que permitirían desarrollar las actividades relacionadas a las nuevas tecnologías de energía sostenible. En las secciones posteriores se realiza una enumeración y caracterización de cada uno de estos modelos, según lo que se observa en el resto del mundo, y según las tendencias y visiones de desarrollo a los que se apunta con las diferentes iniciativas de regulación de mercados energéticos globales.

Previo a entrar en el detalle de cada modelo de negocio, es interesante clarificar qué se entiende por el concepto, y a qué se apunta al utilizarlo. Un “modelo de negocio” puede entenderse como una estructura organizacional que consolida el desarrollo de una actividad determinada en el tiempo, y de esta forma, corporiza funciones útiles a la sociedad agrupadas en un rol que puede sostenerse de forma autónoma en interacción con el mercado y las instituciones públicas y civiles de la sociedad. Las preguntas que surgen entonces, a la hora de pensar un futuro energético sostenible, son: ¿cuáles serían esos actores del mercado energético futuro? ¿Cómo interactuarían los modelos de negocio nuevos con los existentes? ¿Cómo podrían adaptarse los modelos existentes a los escenarios futuros? ¿Cómo podrían ser los modelos futuros para que se promueva una alta penetración de recursos energéticos distribuidos?

Lo importante de reflexionar sobre la definición de “modelo de negocio” como estructuras que vehiculizan funciones de la sociedad, radica en que los nuevos modelos de negocio que surgirán con el desarrollo de los vectores energéticos renovables, serán conformados a partir de la voluntad por satisfacer las necesidades sociales y ambientales emergentes en el tiempo, y esto no implica juegos de suma cero donde se depreden modelos de negocio existentes, siempre que las reglas y normas definidas por los reguladores integren y preserven a todos los actores. Existirán nuevos roles necesarios, algunos de los cuales pueden definirse a partir de roles existentes, y otros serán totalmente nuevos. Toda la cadena de valor tendrá nuevos roles, adaptaciones y cambios de roles, y se observará también una mayor necesidad laboral a partir del desarrollo de los recursos energéticos distribuidos (N. Schwieters, 2014 / J. Tuccillo et. al, 2016).

### 3.1. Formación Profesional de Instaladores, Técnicos, Educadores e Investigadores

Como actores importantes que permiten llevar a la práctica la implementación de las nuevas tecnologías, se encuentran los profesionales técnicos e instaladores. Ellos poseen el lenguaje que permite traducir la necesidad en solución técnica, y son necesarios para integrar las tecnologías a los diferentes ámbitos de la sociedad, pasando por los ámbitos de la construcción hasta los del transporte.

En el nuevo escenario del desarrollo de los recursos energéticos distribuidos, es necesario legitimar institucionalmente nuevas figuras de técnicos e instaladores de sistemas de generación y acumulación distribuida, para los diferentes tipos de tecnologías renovables que se están desarrollando, especializados a saber, por ejemplo, en energía solar térmica, geotérmica de baja entalpía, bombas de calor para climatización, arquitectura bioclimática, “hidrogenistas” matriculados, etc. Los perfiles profesionales asociados a estos roles de implementación son generalmente de las tecnicaturas e ingenierías.

Adicionalmente, es necesario que el desarrollo, legitimación y auditoría profesional de estos roles se mantenga con al menos tres instituciones: a) centros de investigación, b) centros de formación, y c) colegios profesionales. Los centros de investigación universitarios y de postgrado deben tener la función de desarrollar las disciplinas técnicas y crear y ordenar el conocimiento necesario para que luego los centros de formación capaciten y formen

en la práctica a los profesionales que se desempeñen en implementar estas tecnologías. Por otro lado, los colegios profesionales son los responsables de normalizar el trabajo de los profesionales, y oficiar de auditores de la buena praxis mediante el otorgamiento de matrículas y licencias de ejercicio profesional.

Muchas universidades han incorporado en las primeras décadas del siglo XXI a sus currículas el desarrollo del conocimiento técnico en renovables, pero hace falta una bajada a la práctica de estos conocimientos formando profesionales instaladores, y desarrollando las matrículas específicas de ejercicio profesional. En este sentido, se necesita orientar a los actuales centros de formación profesional, y crear también nuevos, para la capacitación técnica en renovables, con bolsas de trabajo usando tecnología digital.

Se propone también que se explore el desarrollo de la aplicación teórico-práctica de saberes a partir de la vinculación entre centros de investigación universitarios, empresas del sector energético y con organismos públicos relacionados a la ciencia y tecnología, como el CONICET (en el capítulo 4 se desarrolla más profundamente esta vinculación). Por otro lado, los colegios profesionales de electricistas y gasistas deberían integrar normas y conocimientos para la gestión de estas nuevas tecnologías.

### **3.2. Desarrollo, Gestión e Implementación de Proyectos de Energía**

Otros actores fundamentales para la implementación de las nuevas tecnologías son los proyectistas, desarrolladores de proyectos e integradores de sistemas o soluciones tecnológicas. Su rol es el de dimensionar y “pensar” cómo las tecnologías se pueden adaptar a la necesidad de la sociedad, para luego servir de instrucción técnica y gestionar las implementaciones realizadas por técnicos e instaladores.

A nivel de desarrollo de proyectos de instalaciones de generación de energía renovable, se pueden encontrar empresas de todo tipo y tamaño ya desarrolladas en el mundo, desde grandes proyectistas e integradores de sistemas para instalación de parques renovables, hasta pymes y microempresas que desarrollan proyectos de energía distribuida sobre cubiertas. Los perfiles profesionales asociados a estos roles son generalmente de las licenciaturas, ingenierías y arquitecturas.

También pueden encontrarse estos roles en rubros asociados a la gestión ambiental y la eficiencia energética. Los modelos de Empresas de Servicios de Energía (ESCOs, por sus siglas en inglés), son un ejemplo en el desarrollo e implementación de proyectos de eficiencia energética en varios países del hemisferio norte. Su modelo de negocio está asociado a prestar el servicio de desarrollo e implementación de proyectos de eficiencia en clientes comerciales, industriales e institucionales, y luego cobrar su servicio a partir de los ahorros monetarios obtenidos tras su implementación. Es importante mencionar que esto requiere de un marco regulatorio estable y protocolos claros de medida y verificación de ahorros de energía, para estimar la energía evitada (no consumida).

También existe y está en desarrollo un modelo de negocio similar a este para internalizar las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero. Generalmente, estos modelos subsisten cuando su objeto de trabajo se institucionaliza mediante normas o regulaciones que permiten que existan mercados de comercialización de certificados de reducción de consumos o emisiones, como lo son los mercados antes descritos de Certificados Blancos y Certificados de Reducciones de Emisiones. En estos modelos, el financiamiento de los trabajos es de riesgo compartido entre proveedor y cliente, y se necesitan terceras partes que auditen y certifiquen las mejoras introducidas, para que puedan capitalizar los ahorros en mercados secundarios.

Con los modelos de negocio mencionados anteriormente, surgen también empresas que prestan servicio a distribuidores de energía, enfocados en gestionar su demanda de redes o ayudar a integrar el servicio de distribución para la gestión de la demanda (conceptualmente denominado “demand response” en inglés).

### 3.3. Comercialización, Logística y Distribución de Tecnología

Como parte de la provisión de las nuevas tecnologías, son importantes los roles de comercialización y logística de distribución. Entre ellos, se desarrollan las figuras de importadores de tecnología (que representan marcas y tecnologías internacionales), comercios con locales físicos para la exhibición, venta y distribución de tecnología local e importada, y vendedores y distribuidores de tecnología local e importada en canales y plataformas digitales, venta de repuestos y servicios de postventa. Estos últimos servicios están estrechamente vinculados y deben articularse con el desarrollo de las capacidades y competencias descritas en las dos secciones anteriores.

Entre las funciones fundamentales de estos roles y modelos de negocio se encuentra la de visibilizar la oferta tecnológica, difundir las prestaciones tecnológicas y diferentes calidades, llevar las tecnologías al mercado, y poner a disposición de los clientes el conocimiento técnico básico de funcionamiento e implementación de las tecnologías, para permitirle tomar decisiones de selección y compra. Ofician de intermediarios entre la producción y el consumo, y su multiplicidad de marcas y representaciones estimulan el desarrollo de competencia en los mercados a lo largo del tiempo.

Para la comercialización de tecnologías de energía distribuida, pueden adaptarse los modelos de negocio existentes similares a los de las industrias de la construcción y climatización como, por ejemplo, locales de tecnologías de refrigeración, calefacción, accesorios para la construcción, etc.

### 3.4. Fabricación de Tecnología

En cuanto a fabricación de tecnologías, es importante desarrollar este vector para lograr la seguridad en el suministro de energía, que ahora con las renovables pasa a estar en la gestión de la innovación local, y la promoción constante de la mejora de la eficiencia tecnológica. Para ello, la integración vertical de la fabricación de diferentes tecnologías debe ser paulatina, estructurada en paradigmas de innovación abierta, y la industrialización financiada con el aumento de demanda, buscando promover economías de escala locales que reduzcan costos por competencia y aumentos de productividad. En esta línea, el rol de organismos públicos se recomienda que se ubique en fomentar la transferencia de tecnología, el desarrollo de spin offs y la mejora de procesos para empresas privadas argentinas mediante la vinculación articulada del Ministerio de Ciencia y Tecnología con otros países.

El escalamiento comercial de producción y provisión de tecnología se propone que luego se sustente con el desarrollo industrial local de fabricación de componentes, comenzando por integrar las últimas etapas de producción de la cadena de cada tecnología. Esta integración vertical debe estar dirigida y fomentada con los mecanismos de spin off y transferencia de tecnología públicos mencionados anteriormente. De esta forma, se propone que el escalamiento y desarrollo industrial se dé en tres etapas de grados de industrialización incrementales:

- a. **Primera etapa. Escalamiento comercial e industrial de última milla.** Esta etapa está en desarrollo actualmente, y se propone una integración estimada hacia el año 2025. El foco de esta etapa es que cada cadena de abastecimiento tecnológico escale su oferta de productos mediante la integración vertical de los últimos tramos de sus procesos de fabricación. Por ejemplo, en la industria de la solar fotovoltaica, se ha comenzado ya en los años de la década de 1980 integrando localmente el ensamblaje de módulos con celdas importadas, y en la segunda década de este siglo, se realizaron instalaciones fabriles que integraron automatismos en este tramo del proceso productivo (Ej: empresas como SOLARTEC y LV ENERGY, etc.). En lo que tiene que ver con energía solar térmica, la fabricación local actual está integrando la producción metalúrgica de tanques con maquinaria semiautomática, e importación de placas/tubos de vacío para termostatos solares (Ej: empresas como ENERGE, FAME y

SUNGREEN, etc.). En lo referente a energía eólica, se está desarrollando actualmente la fabricación de aspas y torres para aerogeneradores (Ej: empresas como IMPSA, NRG PATAGONIA, etc). En el ámbito de las baterías, existe en Argentina fabricación de baterías de plomo ácido, y se está comenzando a producir litio, e importar baterías de litio. En el rubro de la climatización, se importan bombas de calor aerotérmicas y geotérmicas, y se está comenzando a integrar su armado local (ej: empresas como CIATEMA, WINSTON, BGH, etc.). Luego, en los sectores relacionados con la generación de hidrógeno verde, hay experiencias de parques piloto de generación como, por ejemplo, HYCHICO, o Pico Truncado, etc. Y en el ámbito de movilidad sostenible, las terminales automotrices más grandes de Argentina están actualmente importando con vistas a desarrollar localmente los primeros modelos de vehículos eléctricos. En esta etapa es necesario el apoyo al financiamiento con capitales semilla, capitales de riesgo (venture), financiación de capital de trabajo para escalamiento de volúmenes de comercialización, y alianzas para transferencia de tecnología y patentes.

- b. **Segunda etapa. Definición e integración de núcleos estratégicos de procesos productivos.** Esta etapa consiste en integrar la producción hacia consolidar el desarrollo local de los “corazones” de cada proceso productivo, que hacen a las estrategias de base de sustentación y desarrollo de cada rol o modelo de negocio en el tiempo. Es una etapa que podría demandar una o dos décadas, pudiéndose pensar desde el año 2025 al 2045. Para ilustrar esto, en el caso, por ejemplo, de la energía fotovoltaica, tendría lugar en esta etapa la integración local de producción de lingotes de silicio y celdas fotovoltaicas. En el caso de la energía solar térmica, podría tener lugar la fabricación automatizada local de colectores de placas planas y tubos de vacío. En el caso de tecnologías más complejas, como las eólicas, de acumulación, climatización con bombas de calor, y las de hidrógeno, el desarrollo se enfocaría en el escalamiento local de los procesos productivos de sus componentes principales. En esta etapa son necesarias las asistencias y financiación a inversiones de capital mayores, que permitan la tecnificación de los procesos con maquinaria y recursos humanos especializados.
- c. **Tercera etapa. Innovación de procesos y aumento de productividad.** Esta etapa podría tener lugar desde 2045 en adelante, y es la que integra y capitaliza todo lo realizado en las etapas anteriores, y permite perfeccionar los procesos productivos, automatizando etapas de fabricación, estandarizando tecnologías, y mejorando la productividad de las cadenas de abastecimiento. En esta etapa es necesaria la asistencia en la gestión de la mejora de procesos, y el desarrollo de inteligencias de mercado que permitan personalizar las experiencias de los usuarios, y retroalimentar la adaptación productiva para responder a la especialización de la demanda.

### **3.5. Construcción y Mantenimiento de Infraestructura Eléctrica y de Hidrógeno**

Los roles de construcción y mantenimiento de redes, tanto de electricidad, como de gas y, en un futuro, de hidrógeno, son actividades que existen en la actualidad, y que se prolongan al desarrollo futuro, con algunas premisas de clarificación en sus atribuciones básicas que deben ser especificadas mediante adecuaciones a la normativa actual.

Las distribuidoras y cooperativas de energía eléctrica permanecerán desempeñando y con cada vez más importancia, sus roles de constructores, mantenedores y gestores de redes. Como se observa en países del hemisferio norte, donde existe una mayor implementación de recursos energéticos distribuidos, el rol de las distribuidoras se “activa”, y ellas se posicionan como la “base de infraestructura” vital para que todas las tecnologías y la experiencia de los usuarios, incluyendo permitir sus transacciones, puedan desarrollarse en el tiempo. Será cada vez más necesario que su rol se enfoque hacia el de “network developers and managers” (N. Schwieters, 2014), y que con el tiempo su función de “distribución” o venta de energía se limite a un pass-through. Esto, para permitir que puedan desarrollarse esquemas locales de comercialización de energía

distribuida generada por los usuarios generadores, que permitan abrir el mercado de la generación y almacenamiento distribuidos a la competencia en la venta de la energía.

Cabe mencionar que la actual ley 27.424 no crea un “mercado” de generación distribuida, sino que sólo otorga el derecho a los usuarios a generar su energía y volcar los excedentes a la red, permaneciendo de todas maneras cautivos en la venta de esa energía autogenerada sólo a sus distribuidores. Para que pueda desarrollarse un mercado en este rubro, debe necesariamente existir libertad de venta y fijación de precios, y que se garantice que un usuario puede elegir libremente a quién vender la energía. En este sentido, las distribuidoras deberían no ser las únicas habilitadas a comercializar la energía, sino que debería existir la competencia en la venta de electricidad. Para ello, y como se ha propuesto en el capítulo anterior, puede abrirse el mercado a generación y venta distribuida de forma competitiva, realizando los siguientes arreglos normativos:

- a. Implementación de la ley 27.424 junto con marcos normativos locales que creen nuevas figuras y roles que dinamicen el mercado local de generación y comercialización. En este sentido, es muy interesante conocer la Ley Provincial 9.084/2018 de Mendoza, por la cual adhiere a la ley nacional de generación distribuida, y crea además el Régimen de Recursos Distribuidos de la Provincia, y el Mercado a Término Regional de Mendoza, donde introduce localmente las figuras de acumuladores y comercializadores de energía distribuida, en competencia y coexistencia con la distribuidora provincial.
- b. Adecuación de cuadros tarifarios de distribución para que reasignen sus costos y VAD correctamente, y permitan guardar coherencia con su rol de desarrolladores de red, por sobre el rol de comercialización de energía. Como se comenta más arriba, para permitir la competencia en venta local de energía entre varios jugadores, el modelo de negocio de distribución debe clarificarse y enfocarse hacia el desarrollo, mantenimiento y gestión de redes, y esto debería guardar relación con una estructura de remuneración principalmente asociada a una tarifa fija y por kW de potencia contratada y/o consumida, mientras que los cargos variables por kWh vendidos restituyan la referencia del costo monómico MEM como mínimo, y el precio de la energía se defina mediante el equilibrio de mercado por competencia de generadores distribuidos, distribuidores y comercializadores.

Vale aclarar que de ninguna manera estos escenarios representarían una amenaza para las distribuidoras, sino, todo lo contrario, el rol de distribución se clarifica, específica y valoriza.

Por otro lado, en lo que respecta a un futuro con hidrógeno, habría que pensar cómo pueden replantearse las normativas del mercado de distribución del gas para transicionar dichos roles e infraestructura con el tiempo y viabilización técnica hacia funcionar con hidrógeno como vector de combustible. Dada la naturaleza del hidrógeno en lo que respecta a su funcionalidad, uso y manejo, la infraestructura, cultura, prerrogativas y roles de su futuro mercado de distribución podrían ser muy similares a la del gas en la actualidad.

### **3.6. Comercialización de Energía e Hidrógeno**

En lo que respecta a la comercialización, en ambos mercados de electricidad e hidrógeno existirán roles que desarrollarán una relativa importancia a la hora de intermediar entre la oferta y la demanda, arbitrar y equilibrar los precios por competencia entre mercados con diferentes lógicas y reglas de funcionamiento.

En su momento, las figuras de los comercializadores del Mercado Mayorista Eléctrico, compraban y vendían los excedentes del mercado a término (MAT), para comercializarlo en el mercado spot. De esta forma, regulaban y conectaban ambos mercados para arbitrar y equilibrar los precios del mercado con el tiempo. En la actualidad, tal y como se comentó en el capítulo 1, el mercado a término definido según el marco normativo de la ley 24.065 se encuentra prácticamente suspendido, aunque se ha restituido su funcionamiento parcialmente con el MATER (mercado a término de energías renovables), para la celebración de contratos entre grandes usuarios y

generadores en un primer momento, y con la nueva resolución N° 370/2022 de la Secretaría de Energía de Nación, que permite a las distribuidoras trabajar celebrando contratos a término de energía renovable en el MATER para abastecer a los GUDIs.

Con estos mecanismos en desarrollo, se proyecta la necesidad de volver a trabajar los roles de los comercializadores de energía en un futuro no muy lejano en el mercado federal. En línea con esto, son interesantes también las ideas de roles de comercialización en mercados regionales, como los instrumentados por Mendoza con su ley 9.084/2018, y que permitirían agregar la venta de usuarios-generadores bajo distribución provincial, para comercializar su energía en el mercado regional o local. Con estos dos panoramas, imaginando un futuro en donde varias provincias del país desarrollen mercados regionales como el de Mendoza, allí también surgiría la necesidad de vincular a estos mercados regionales con el Mercado Mayorista federal, para lo cual cobraría especial interés la existencia de comercializadores que intercambien excedentes de energía entre estos mercados regionales y el federal. De esta forma, se podrían integrar los mercados locales en todo el país, permitiendo venderse o colocarse la energía distribuida agregada en un mercado federal más amplio. Esta visión está en línea con la idea del Agente Comercializador Federal descrito por CACME en 2016 (J. Tuccillo et. al, 2016).

Por otro lado, los comercializadores también podrían oficiar de intermediarios entre los usuarios-generadores y los usuarios de energía en distribuidoras, generando un mercado de competencia en la venta de energía distribuida. En países como Estonia, empresas como WePower están tokenizando la energía con representaciones digitales de valor en Blockchain, lo que está permitiendo, por ejemplo, que un hogar genere energía y la comercialice a través de un portal web, y, en paralelo, que otro usuario de distribuidora compre energía para consumo en el mismo portal y de forma digital y automáticamente gestionada<sup>19</sup>.

Desprendiéndose de la idea del párrafo anterior, también son interesantes de explorar roles como los de empresas que oficien sólo de terminales virtuales de gestión de la demanda eléctrica, y que pueden prestar servicios a comercializadores o bien a distribuidores, al poner a disposición herramientas informáticas para sistematizar el monitoreo y la gestión de los flujos energéticos de la red (tanto transacciones de compra como de venta).

Vinculando los conceptos de terminales virtuales de gestión con comercializadores (comercializadores virtuales), también tienen posibilidad de desarrollo comercializadores integrados, que no sólo posean plataformas virtuales de telegestión de la demanda, sino también, que integren activos de generación distribuida en techos o cubiertas dispersas en una o varias ciudades, pagando en muchos casos servidumbres por utilización de espacio, para luego comercializar la energía distribuida generada con sistemas de su propiedad. Estos mismos roles, también pueden desarrollar otra variante que es la de vender sistemas de generación distribuida en forma de leasing de tecnología, cobrando a los usuarios generadores una cuota equivalente al costo de la energía que demandan hasta que se repague y comisione su sistema adquirido. Modelos de negocio del estilo han sido aplicados en California, por ejemplo, de la mano de la empresa SolarCity.

Para la economía del hidrógeno, por ejemplo, podrían desarrollarse figuras similares de comercializadores a los de la cadena de abastecimiento de gas.

### **3.7. Generación y Acumulación de Energía e Hidrógeno**

En lo referente a generación y acumulación de energía e hidrógeno, ya existe en Argentina normativa que defina las reglas básicas de la generación distribuida, pero es necesario definir y parametrizar normativamente los roles de acumuladores y expendedores de carga para vehículos eléctricos y a hidrógeno. Para el caso de generación

---

<sup>19</sup> <https://investinestonia.com/wepower-is-the-first-blockchain-firm-to-tokenize-an-entire-grid/>

distribuida en usuarios de distribuidores, la Ley 27.424 articula las reglas en jurisdicciones locales de provincias adheridas. Por otro lado, para el caso de grandes usuarios del MEM, la Resolución 281/2018 del MATER, articula las reglas de autogeneración y celebración de contratos para este mercado.

En acumulación de energía, deberían desarrollarse también marcos locales y federales que institucionalicen los roles de acumuladores de energía eléctrica y de hidrógeno. Nuevamente, la ley provincial Mendocina 9.084/2018 es pionera en definir a los acumuladores de energía en su marco regional, aunque para el marco del mercado mayorista federal, todavía no está definido este tipo de actor. Para este tipo de actores deben definirse las reglas básicas de compraventa, fomento de la competencia, los mercados donde pueden intervenir, y a qué niveles pueden interactuar. Con estos nuevos actores podrían, además, revisarse las reglas de despacho de carga del sistema mayorista, para redefinir con qué prioridad se despacha energía de fuentes renovables intermitentes o bien, de acumulación previamente cargada con fuentes renovables.

También es importante que, en paralelo a la implementación de vehículos eléctricos y a hidrógeno, se desarrollen marcos normativos que permitan definir el rol de expendedor de carga eléctrica y expendedor de carga de hidrógeno. Aquí, debería tenerse en cuenta la posibilidad de que los expendedores puedan ubicarse dentro de construcciones privadas (como, por ejemplo, garajes en oficinas o domicilios particulares), o en estaciones de servicio construidas específicamente para consolidar ese fin.

Por último, es interesante también desarrollar el rol o modelo del usuario-generador colectivo, que, una vez más, algunas provincias argentinas como Mendoza y Córdoba, ya han introducido en su normativa. Estos roles responden a modelos de agregación de proyectos de generación, que permiten el desarrollo de “comunidades generadoras”, que se pueden conectar vía comercializadores con “comunidades consumidoras”. También, facilitan la financiación para el desarrollo de proyectos de generación distribuida a escala mediana sobre cubiertas de edificios multivivienda o comerciales, y puede representar una solución interesante de desarrollo para la generación distribuida en grandes urbes. Estos modelos pueden integrarse con esquemas societarios cooperativistas, instrumentados con fideicomisos, crowdfunding y otros mecanismos financieros que permitan vincular y vehicular el capital de varios en un proyecto puntual, y luego, usufructuar la energía e ingresos generados por su inyección a la red.

### **3.8. Desarrollo de Software y Digitalización**

La digitalización es una de las tres “D” propuestas como directrices de la transición en el último Congreso Mundial de Energía<sup>20</sup>, esencial para el comienzo del desarrollo de las redes inteligentes, y fundamental para que pueda consumarse la “descentralización” y “descarbonización” de la matriz energética global.

En este sentido, cobran gran importancia los roles de empresas de desarrollo de software, aplicaciones digitales, finanzas descentralizadas, Blockchain, etc, que tienen el desafío de integrar las diferentes tecnologías de generación renovable, acumulación y movilidad sostenible, para recopilar datos (data-logging), procesarlos y analizarlos mediante inteligencia artificial, transmitirlos vía redes Lo-Fi, y posibilitar con ello la interacción de las redes eléctricas inteligentes, con la internet y los sistemas de comunicaciones.

---

<sup>20</sup> En el Congreso Mundial de Energía que tuvo lugar en Abu-Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, en Septiembre de 2019, el Consejo Mundial de Energía propuso tres directrices para guiar la transición energética, denominándolas “las tres D de la transición”. Éstas eran: digitalización, descentralización y descarbonización.

### 3.9. Coordinación de Instituciones Públicas y No Gubernamentales

En cuanto a las instituciones del sector público y civil, existen funciones preponderantes y de importancia central en la dirección y catalización de las iniciativas privadas hacia la transición energética.

Por un lado, una función clave es la de definir las reglas de juego en los mercados eléctricos y de hidrógeno. Para ello, son necesarias organizaciones que puedan desarrollar técnicamente las políticas, y consensuarlas con la sociedad. Este tipo de organizaciones podrían corresponderse a nivel nacional, por ejemplo, con la Agencia Nacional de Energía mencionada en el capítulo 1 y el Consejo Federal de la Energía, entre otros. También son necesarias para definir las reglas de juego, la priorización e implementación de las políticas desarrolladas, que recae tradicionalmente en los poderes ejecutivos nacionales, provinciales y municipales, así como también su instrumentación en organizaciones público-privadas que articulan las reglas, como CAMMESA, ADEERA, AGUEERA, ATEERA, etc. En los escenarios de roles descritos previamente, serían también necesarios modelos organizacionales de Operadores Virtuales de Red regionales, que articulen los mecanismos de comercialización de energía entre provincias y/o regiones.

Por otro lado, otra función clave es la de canalizar las necesidades, estadísticas, visiones e información de la sociedad y del sector privado. Entre estos roles, se encuentran, respectivamente, los de las ONGs y cámaras o asociaciones empresarias. Algunas ONGs y entidades académicas relacionadas al ámbito de las energías renovables son CACME, AVINA, FARN, CEARE, Energizar, etc., y su rol central es comunicar y vincular la demanda y los problemas de la sociedad en términos ambientales y de energía, con el sector público y canalizar la necesidad del desarrollo normativo para transformarlo en acción y realidad. En otro ámbito, algunas de las cámaras sectoriales empresarias del mundo de la energía renovable son CADER, CAFEEST, CARESOL, AAEE, ASADES, etc., y sus papeles son nuclear a las empresas y organizaciones del sector privado para también canalizar sus necesidades y problemáticas de desarrollo, y para proponer y/o modificar reglas de juego sectoriales, o estándares de trabajo.

Finalmente, son importantes los roles de articulación del sector privado empresario e industrial con el sector científico, universitario y emprendedor, para lo cual es clave el papel de organizaciones como CONICET, INTI, INET, la Agencia de I+D+i, y otros.

## Capítulo 4. Propuesta para el desarrollo científico, tecnológico y educativo en renovables

### Introducción y Objetivos

La transición energética global ofrece una oportunidad para transformar el sector energético en todos los aspectos de forma multidimensional. Para ello, las tecnologías desempeñan un rol fundamental para que esa transición contribuya a la solución de problemas sociales, a una generación distribuida y equitativa de beneficios, al desarrollo de aprendizajes, al intercambio de experiencias y a la articulación entre actores, a una dignificación de las condiciones humanas y una mejora de calidad de vida, entre otros. Sin embargo, las tecnologías por sí solas no pueden resolver ningún problema, sino más bien que requiere de su interrelación con la sociedad.

En el presente capítulo se analizan propuestas para el mejoramiento del sistema educativo y para el desarrollo local de tecnologías, acompañadas de las estrategias de innovación y desarrollo necesarias para lograrlo. Además, se incorporan iniciativas innovadoras, como la agregación de proyectos y los esquemas comunitarios de energía renovable, para el impulso de las renovables y la generación distribuida. Finalmente, las propuestas están atravesadas por el rol de la Agencia Nacional de Energía que se propone en el presente estudio y a lo largo de los capítulos.

### 4.1. Funciones Tecnológicas de la Agencia Nacional de Energía

En esta línea, tal como se presentó en el capítulo 1 y se continuó desarrollando en los capítulos siguientes, se destaca la relevancia de la creación de un organismo que en el presente trabajo se nombró Agencia Nacional de Energía. La propuesta es que este organismo pueda ser un líder representante de la planificación y ejecución de la política energética en Argentina, promoviendo acciones de sostenibilidad energética descentralizadas y articulando con los distintos actores.

Si bien en el capítulo 1 se mencionan de forma general las potenciales funciones de la Agencia, a continuación, se destacan aquellas que contribuyen con el desarrollo de tecnologías, al rol estratégico para el sistema científico-tecnológico y al sistema educativo.

- Promover el uso de energía en forma sustentable, mediante el desarrollo e implementación de programas y proyectos de eficiencia energética y energías renovables, tales como brindar asesoramiento técnico, ser un facilitador para la ejecución de proyectos, instalar energías renovables e implementar tecnología eficiente en edificios públicos, llevar a cabo programas de formación técnica, entre otros.
- Definir líneas de acción del gobierno federal en relación con la eficiencia energética y energía renovable, como por ejemplo líneas de financiamiento, redes de aprendizaje, normativas requeridas.
- Articular con otros organismos, organizaciones de la sociedad civil y empresas, la ejecución de planes y programas de eficiencia energética y energías renovables a fin de potenciar el intercambio e incrementar las oportunidades.
- Formular y coordinar proyectos y acciones para la implementación de medidas de eficiencia energética.
- Desarrollar programas de difusión y comunicación para la ciudadanía y llevar adelante el plan de comunicación que se describe en el capítulo 5.4.

- Promover estándares desarrollados por organismos competentes que servirán de guía sobre aspectos vinculados a la iluminación eficiente, sistemas de calefacción y acondicionamiento de aire, gestión del agua, aislación y envolventes, medición inteligente, entre otros.

#### 4.2. Formación y Comunicación para las Renovables

En el camino de la transición energética es fundamental destacar la importancia de la formación y educación energética para los diversos actores. En lo que refiere a este apartado, el fortalecimiento de las capacidades científicas, tecnológicas y de innovación locales desde un enfoque técnico para el logro de un cambio estructural del sistema energético nacional desde un régimen centrado en los hidrocarburos hacia la incorporación incremental de tecnologías basadas en recursos renovables y de baja emisión de GEI.

Siguiendo esta línea, la Agencia Nacional de Energía podría tener un rol de impulsor y coordinador, el cual articule con los diversos entes, como es el caso de la Agencia Nacional de Promoción de la Investigación, el Desarrollo Tecnológico y la Innovación (Agencia I+D+i). Esta pertenece al Ministerio de Ciencia, Tecnología e Investigación del Gobierno Nacional Argentino y es un organismo nacional descentralizado que tiene el objetivo de promover la investigación científica, la generación de conocimiento y la innovación productiva de la Argentina, para mejorar su perfil productivo y la calidad de vida de la población.

De esta forma se busca desarrollar programas de formación técnica a fin de promover tecnología aplicable para la eficiencia energética y energías renovables en Argentina, tales como:

- **Capacitación profesional técnica para proyectistas e instaladores** de energías renovables a fin de impulsar la instalación de paneles solares en el marco de la Ley de Generación Distribuida, ampliar conocimientos y expandir la implementación de estas tecnologías. Actualmente existen algunas iniciativas que se desarrollaron en el país, tales como llevó adelante la Agencia de Protección Ambiental (APrA) en conjunto con la Fundación UOCRA en el año 2015 dentro del Programa Empleo Verde con el objetivo de brindar habilidades a los profesionales interesados en el tema. También, se dictó un curso teórico-práctico para instaladores de colectores térmicos solares a fin de brindar herramientas para el aprovechamiento de la energía solar para instalaciones que quieren abastecerse de agua caliente a cocinas y baños y calefaccionar espacios. Otra iniciativa también la llevó adelante la ONG Ingeniería Sin Fronteras, haciendo foco en capacitar a jóvenes en situación de vulnerabilidad. No obstante, el gran esfuerzo de estas iniciativas (y otras que no fueron nombradas), no tuvieron un alcance elevado conllevando a un éxito limitado. Además, se identifica una falta de articulación y un programa que las englobe que permita potenciar capacidades, articular con actores que luego puedan abrir puertas para nuevos empleos verdes y promover acciones de forma continua con planes a largo plazo y no simplemente en acciones puntuales.
- **Formación para fabricantes de materiales y equipos renovables.** Esta iniciativa busca incentivar la producción local, reducir costos, promover el desarrollo de tecnologías limpias e impulsar el empleo verde, tal como se menciona en el punto 3.10. De esta forma, se podrían generar redes entre los fabricantes, proveedores e instaladores de energías renovables que puedan contribuir a la diversificación de la matriz energética en Argentina. La actual Cámara Argentina de Energías Renovables, resulta como actor fundamental para facilitar el desarrollo de los negocios, el capital humano e infraestructura en el sector mediante la articulación público-privada y al mismo tiempo difundir y concientizar a la sociedad.
- **Desarrollo de manuales técnicos** para distintos sectores que sirva como guía técnica incluyendo criterios para la toma de decisiones sobre el diseño del sistema de generación. La Subsecretaría de

Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Nación<sup>21</sup> diseñó manuales de generación distribuida de energías renovables y solar fotovoltaica, como a su vez guías de uso responsable y eficiente de la energía para distintos sectores.<sup>22</sup> Existen también guías que se desarrollan a nivel local para gestión de la energía como desarrolló la Agencia de Protección Ambiental<sup>23</sup> de CABA. Si bien hay manuales y guías diseñados, se identifica una falta de articulación, difusión e integración de las propuestas que potencien los beneficios. A su vez, se podría trabajar la articulación con actores relevantes tales como organismos provinciales y la Red Argentina de Municipios frente al Cambio Climático (RAMCC) para el desarrollo de manuales específicos para municipios a fin de que puedan tener las herramientas para desarrollarse localmente. Se sugiere que esta medida esté integrada en el Plan de comunicación que se menciona en el Capítulo 5.

- **Acciones de difusión y comunicación para la ciudadanía.** Es fundamental el cambio de hábito de la ciudadanía en estos temas, ya que pueden conducir a importantes ahorros energéticos, económicos y de reducción de emisiones. Estas acciones se detallan en el Plan de Comunicación propuesto en el capítulo 5.4.

#### 4.3. Promoción del Desarrollo del Sistema Educativo

La educación es parte de las herramientas necesarias para la transición energética y el desarrollo sustentable, y por ello es que se considera relevante que estos conceptos estén integrados en el sistema educativo y sean tratados desde edades tempranas y con diversos enfoques a fin de promover un cambio cultural. Se sugiere abordar modificaciones en los diversos niveles permitiendo acompañar las transformaciones necesarias en todos los sectores de la vida económica y productiva. Cabe aclarar que, para esta propuesta es fundamental la articulación entre el Ministerio de Educación tanto Nacional como con aquellas áreas provinciales, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación como también con los organismos competentes en temas de energía tanto públicos como privados, ONGs, empresas, agencias y proveedores de energía.

Las generaciones más tempranas van asentando los conocimientos y asimilan los conceptos de forma rápida, por ello, en primera instancia se considera la necesidad de abordar la transición energética desde la educación primaria. Se sugiere una metodología centrada en los intereses de los alumnos, motivadora, activa y participativa, creativa y realizando un aprendizaje significativo. Una de las formas en la que los alumnos aprenden desde su realidad más cercana es llevando lo que se da en teoría de forma experimental para que los aprendices tengan claro y de forma real, a lo que se enfrentan. Un ejemplo simple podría ser cocinado con los alumnos aprovechando la energía solar térmica y entendiendo sus procesos. Es así como se propone incorporar en la currícula escolar conceptos principalmente orientados al uso racional de la energía, la eficiencia energética, las energías renovables, el cambio climático y sus consecuencias, como así también soluciones para mitigar y adaptarse a sus impactos. Los polos educativos especializados en conceptos de transición energética y cambio climático también son fundamentales y sirven como referentes en el tema. Es así como se estaría aumentando la comunicación de forma transversal e integral entre los diversos actores de la sociedad.

En segunda instancia, se propone el desarrollo de capacidades en niveles superiores, tales como terciarios y universitarios haciendo foco a conceptos que puedan ser aplicables en sus roles como “ciudadanos”, es decir la posibilidad de entender la aplicación de las tecnologías renovables, las medidas de eficiencia energética, la

---

<sup>21</sup> [Manuales de renovables](#)

<sup>22</sup> [Guías de eficiencia energética](#)

<sup>23</sup> [Guías de gestión energética CABA](#)

lectura de la factura eléctrica, la generación distribuida, entre otros. También, se destaca la importancia de las prácticas profesionales, donde existan convenios entre empresas u organismos que requieran de estudiantes con capacidades técnicas para ciertas tareas y, universidades, que puedan brindar oportunidades para que los estudiantes adquieran conocimientos prácticos. De esta forma, algunas tareas tales como diagnósticos y relevamientos energéticos, mediciones de parámetros de referencia, capacitaciones sobre uso racional de la energía, serían algunas de las acciones que llevarían a cabo los estudiantes.

Por último, ya desde un punto de vista más técnico se propone la transferencia tecnológica de recursos humanos de alta calificación para resolver problemas tecnológicos y/o aprovechar oportunidades de desarrollo socioeconómico a nivel regional o local. La Agencia I+D+I, por ejemplo, lleva adelante un programa para Doctores en universidades para transferencia tecnológica ([D-TEC](#)). El objetivo de este es incrementar el volumen de transferencia tecnológica de las universidades públicas hacia el medio regional en el que están insertas. Además, por medio de “Acuerdos de transferencia de tecnología” se podría potenciar la articulación entre actores a fin de incentivar la propagación de estos conocimientos entre universidades, empresas, sector público y el sistema tecnológico nacional. En muchos países desarrollados (como también actualmente van creciendo algunas propuestas en Argentina), existen vínculos entre empresas y universidades que impulsan trabajos de investigación tales como integración de residuos de baterías, análisis de ciclo de vida de las tecnologías, entre otros.

#### **4.4. Agregación de proyectos y redes de aprendizaje**

En la mayoría de los casos, los proyectos de generación distribuida son pequeños, no resultan de interés para inversores y terminan por no implementarse. La ejecución de proyectos dentro de un programa estratégico regional (por ejemplo: generación energética a partir de residuos agrícolas en el norte argentino) puede facilitarse con el enfoque de agregación de proyectos. Este enfoque al agregar proyectos individuales a un portfolio más grande y atractivo puede contribuir a eliminar, no solo barreras económicas, sino que también sociales y culturales.

Esta propuesta podría contribuir a la transición energética al ser aplicable en las instancias de desarrollo de tecnologías y de implementación de acciones de eficiencia energética o sistemas de generación renovable. La agregación de proyectos es una estructura que permite agrupar un conjunto de proyectos de menor escala en uno solo de mayor escala o los elementos de un proyecto como el proceso de administración, licitación, diseño y contrataciones y entregas y adquisición, de esta manera se simplifican reduciendo costos y tiempos.

El objetivo de esta propuesta es lograr reducir las barreras del mercado, generar economías de escala, agregación de valor en origen y lograr perspectivas de rentabilidad del proyecto.



**Figura 19.** Objetivos de la Agregación de Proyectos. Fuente: Elaboración propia.

Esta iniciativa de agregación de proyectos puede combinarse con redes de aprendizajes y de esta manera facilitar el intercambio de experiencias y propagar conocimientos entre actores, generar empleo y aumentar las inversiones debido al atractivo que genera para los entes financieros o cualquier inversor privado. Estas redes constituyen la infraestructura de comunicación para el aprendizaje en red y permiten fomentar el conocimiento, propiciando diferentes formas de interactuar y relacionarse en nuevos espacios creados para estos intercambios de formación, preparación y perfeccionamiento, en que, los individuos construyen su propio conocimiento y emplean nuevos métodos de aprendizaje.

La Agencia Nacional de Energía, en este caso, podría cumplir un rol de impulsora de las redes de aprendizaje y la agregación de proyectos locales en función de los distintos sectores y ubicación geográfica, con el objetivo de aumentar las inversiones de proyectos individuales agregados en esquemas comunitarios de mayor escala. Para esto, podría brindar asesoramiento técnico para aquellos interesados como también realizar estudios específicos sobre el potencial de aprovechamiento de recursos y proyectos. A modo de ejemplo, la provincia de Río Negro en conjunto con Fundación Bariloche, están llevando adelante un estudio sobre la factibilidad de aprovechamiento de recursos renovables de baja escala en la provincia, tales como biomasa, solar, eólico y otros. De esta forma, se impulsa la investigación, el desarrollo de tecnologías y, mediante las redes de aprendizaje, capitalizar las experiencias, reducir la incertidumbre y motivar. No obstante, los resultados de la agregación de proyectos se lograrán en la medida en que funcione una articulación de medidas coherentes, concretas y rápidas entre los gobiernos, las empresas y las personas.

Una propuesta, dentro de la agregación de proyectos, podría ser enfocarse en el sector rural, donde hay potencial para enlazar proyectos de generación energética de biomasa o la agricultura con energías renovables, conocida como agrovoltaica. La agrovoltaica, busca la máxima sinergia entre la energía fotovoltaica y la agricultura instalando paneles solares en terrenos de cultivo. Este tipo de proyectos es particularmente interesante dado que reduce la presión sobre el uso del suelo y aumenta la productividad del producto agropecuario por unidad de superficie. Por último, se destacan también aquellos proyectos vinculados a la gestión de residuos para municipios, tales como la recolección de aceite vegetal usado para convertirlo en biodiesel por medio de procesos industriales o el aprovechamiento energético de residuos para convertirse en energía (waste to energy). Cualquiera de estas líneas de proyectos podría enmarcarse en redes de aprendizaje (para productores o municipios, según sea el caso) y generar proyectos agregados para potenciar la financiación y reducir el riesgo.

#### 4.5. Concientización a través de la Generación Energética Comunitaria

Dentro de la generación distribuida, encontramos los esquemas de generación de energía renovable comunitarios y cooperativos. Es decir, proyectos de generación de electricidad a partir de fuentes renovables en una escala relativamente pequeña y local, que pueden ser propiedad colectiva de la comunidad y/o administrados por dicha comunidad, generando al mismo tiempo beneficios sociales, económicos y ambientales. De esta forma, se generan comunidades empoderadas para poder liderar y hacerse responsables de sus sistemas energéticos, se brinda una mayor seguridad en la provisión del servicio eléctrico, se crea y aumenta el empleo verde, se reducen las inversiones individuales y se hace una transición más justa y democrática, entre otros beneficios.

En Argentina resulta interesante este modelo, debido al elevado potencial energético que tenemos y la existencia de un fuerte sector de cooperativas de distribución eléctrica con distintas estructuras que están luchando por integrarse en políticas de renovables. Al mismo tiempo, al existir circunstancias financieras críticas y dificultades para la concreción de proyectos, despierta un mayor interés el financiamiento en comunidades, ya que el riesgo se divide entre los inversionistas y los beneficios se pueden ver potenciados.

La Provincia de Córdoba, una de las provincias líderes en la generación distribuida en Argentina, está llevando adelante diversas iniciativas a partir de la experiencia del Reino Unido. En un estudio de investigación<sup>24</sup> se presentan diversos escenarios potenciales para nuestro país, donde algunos de ellos se podrían adaptar a la legislación actual y otros en los que debería modificarse. Un esquema posible puede ser la inversión conjunta entre vecinos que deciden instalar energía solar en sus techos o terrazas del edificio. Cada vecino invierte una parte, compartiendo los gastos de la inversión inicial y luego la energía generada se consume en el edificio, reduciendo los gastos de la factura, y vendiendo el excedente a la red. En este caso, los inversionistas recuperan en menor tiempo su capital invertido. Otro esquema propuesto puede ser en el que intervengan las cooperativas, quienes instalan paneles solares o pequeñas turbinas eólicas en los inmuebles de sus miembros. Los miembros ceden voluntariamente los sitios para la instalación de estos sistemas renovables y reciben a cambio un canon fijo o un descuento en sus facturas eléctricas; o bien reciben la propiedad de los activos de generación luego de transcurrido el periodo de recuperación de la inversión. Los excedentes de electricidad son inyectados a la red, y las cooperativas reinvierten parte de los retornos obtenidos en nuevas instalaciones de renovables en sus comunidades. Otros escenarios pueden vincularse con la generación renovable en mediana escala por parte de las cooperativas, inyectando directamente en sus redes de media tensión, y ofertando acciones a sus miembros. Cualquiera de estos esquemas incrementaría la concientización ambiental de las comunidades mejoraría la aceptación de las renovables, apoyaría el desarrollo socio económico de la comunidad y aceleraría la transición hacia las fuentes renovables. Sin embargo, es necesario tener en cuenta aspectos financieros, sociales, políticos y legislativos, tales como se viene desarrollando en el presente trabajo. Por un lado, es importante que se provean tasas de recuperación convenientes para los inversionistas y se independicen los subsidios a largo plazo, aunque tal vez se requieren en el corto. Por otro lado, es fundamental que se asocien las cooperativas para hacer proyectos de renovables en conjunto, y se adecue la legislación actual de energías renovables o se cree una nueva especializada en el tema.

#### 4.6. Propuestas de Investigación, Desarrollo e Innovación

La transición energética también requiere del impulso de las áreas de Innovación y Desarrollo (I+D) para impulsar nuevas capacidades científicas, tecnológicas y de innovación locales que aporten a la incorporación de herramientas, equipos y conocimientos que favorezcan un mejor aprovechamiento de los recursos renovables para generar energías con baja emisión de GEI. Se propone llevar adelante proyectos piloto que permitan en

---

<sup>24</sup> Estudio elaborado por la Ingeniera Melania Tarquino

menor escala demostrar el funcionamiento de nuevas tecnologías y mecanismos de mercado e impulsen la cooperación entre distintos organismos para luego escalar. Para eso, es necesario hacer mención a una innovación abierta, global y cooperativa.

En el pasado I+D era un modelo cerrado denominado “closed innovation” (innovación cerrada) (Henry W. Chesbrough, 2003), asociado al concepto de que “la innovación exitosa requiere control”. Es decir, se vinculaba a que las instituciones, empresas, organizaciones debían generar sus propias ideas, desarrollarlas, comercializarlas y brindarles servicio por su cuenta. Este es un enfoque más cerrado e individualista.

Sin embargo, a finales del Siglo XX empiezan a aparecer los modelos de “Open Innovation”, en el cual se busca que las nuevas ideas vengan tanto desde adentro como de afuera de la organización. En su raíz, la innovación abierta se basa en un panorama de abundante conocimiento, que debe utilizarse con prontitud para proporcionar valor para la empresa que lo crea. Sin embargo, una organización no debe restringir el conocimiento que descubre en su investigación a sus vías de mercado interno, ni esas vías internas deben limitarse necesariamente a traer solo los productos de la empresa. Estos modelos son fundamentales para que las empresas de energías limpias se expandan, creen una red de colaboración en las áreas de I+D e incluyan nuevos actores que podrían aportar a la cadena de valor sustentable. Además, se busca articular y crear un movimiento de colaboración abierto en conjunto con las empresas proveedoras de energía como también los demás actores fundamentales para que tengan un enfoque de innovación abierta.

En muchos países, ya se está viendo cómo el sector eléctrico abre sus puertas a nuevos actores a fin de impulsar ideas que contribuyan a la transición energética.

En cualquier proceso de I+D, los investigadores y sus gestores deben separar las malas propuestas de las buenas para desechar las primeras mientras persiguen y comercializan estas últimas. Los modelos abiertos son expertos en eliminar los “falsos positivos” (es decir, malas ideas que inicialmente parecen prometedoras), pero la innovación abierta también incorpora la capacidad de rescatar “falsos negativos” (proyectos que inicialmente parecen poco prometedores, pero resultan ser sorprendentemente valiosos).

#### 4.6.1. Desarrollo de proyectos piloto

Un caso de ejemplo de aplicación podría ser las “smart grids”. Son redes de distribución eléctrica inteligente que pueden integrar de forma eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella, de tal forma que se asegure un sistema energético sostenible y eficiente, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad de suministro. En otras palabras, es una red que incorpora la tecnología digital a las redes tradicionales y consigue una comunicación fluida en ambas direcciones. El principal objetivo de la smart grid es la búsqueda de la máxima eficacia energética, ya que, debido a su naturaleza, la electricidad deberá consumirse en el momento en el que se genera y la que no se utiliza se pierde. Y es que la incapacidad para almacenar electricidad hace que exista una gran pérdida de recursos, por lo que también mejora el sistema de señales de precios al usuario. Además, brinda mayor conocimiento de la demanda debido al monitoreo en tiempo real, por lo que este tipo de redes aparecen como una necesidad y la solución a los principales problemas.

Estas redes podrían implementarse como proyecto piloto de baja escala, demostrando sus potenciales beneficios para luego replicarlo en un proyecto de mayor escala que forme parte de un plan a largo plazo, donde los beneficios serán mayores. La Agencia Nacional de Energía (u organismo que cumpla las funciones identificadas inicialmente), en este caso, podría liderar la investigación científica para el desarrollo de las tecnologías, mediante uno de los fondos que existen actualmente y que se detallan en el apartado “Programas de financiamiento de proyectos”. La Agencia Nacional de Energía, trabajaría articuladamente con organismos de investigación, tales como el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y técnicas (CONICET), la Comisión

Nacional de Actividades Espaciales (CONAE), la Agencia Nacional de promoción de la Investigación, el Desarrollo tecnológico y la Innovación, la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), Universidades, y otros consejos y comités que trabajan estos temas tales como Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía (CACME), entre otros.

#### 4.6.2. Desarrollo de la producción local

Por otro lado, el objetivo del desarrollo I+D+i es el de implementar la mejora continua de la producción local de componentes para reducir costos de importación y aumentar la capitalización por productividad (según lo desarrollado en el capítulo 2.4) y generar puestos de trabajo local (según lo desarrollado más adelante en el capítulo 5.3). La Agencia I+D+i debería acompañar los desarrollos tecnológicos, desde su estadio ideación/semilla y acompañando en todo el recorrido de escalabilidad (ver estas etapas en el capítulo 2.5).

#### 4.6.3. Desarrollo de planes y articulación con organismos

La Agencia Nacional de Energía debería incentivar acciones de articulación entre actores a fin de tener planes en conjunto vinculados con la eficiencia energética, las energías renovables, el desarrollo sustentable y la producción local.

La articulación con la Secretaría de Energía y Secretaría de Producción sería propicia para la elaboración de un plan de desarrollo de la producción local con el objetivo de reducir costos para lograr la paridad de red, en función del modelo de balance neto de facturación. Dado que el impulsor fundamental del sistema de generación distribuida es la reducción del costo de la energía eléctrica tanto para los hogares como para las empresas, el desarrollo de la generación distribuida en el país requiere de condiciones tarifarias que permitan un retorno sobre la inversión dentro de un plazo razonable.

Dentro de los roles de la Agencia Nacional de Energía cabría la coordinación de organismos locales, nacionales e internacionales a fin de poder intercambiar experiencias, conocimientos y tecnologías. Sin embargo, esta coordinación no debería agregar limitaciones, sino acelerar y facilitar el intercambio de información. Como ejemplo de dichos organismos mencionamos: la RAMCC con sus redes de aprendizaje y acciones a nivel local en municipios, el proyecto Low Carbon Business Action<sup>25</sup> que facilita los intercambios con la Unión Europea y se conectan las necesidades locales con experiencias logradas en Europa, el INTI como organismo clave para la materialización de ensayos y certificaciones de tecnologías.

En resumen, actualmente hay una falta de vinculación del sistema científico y tecnológico con otros actores y además debiera estar al servicio de los cambios. La Agencia Nacional de Energía funcionaría como un canal abierto de innovación en materia tecnológica, prácticas de producción y consumo y hábitos y conductas de la población para reducir inequidades y colaborar con un desarrollo más sustentable.

#### 4.6.4. Creación de empresas de base tecnológica

Asimismo, resultaría interesante la coordinación de la Agencia Nacional de Energía, con aceleradoras e incubadoras, que a su vez se vinculan con bancos y grupos inversores. Estos ecosistemas actualmente existen,

---

<sup>25</sup> <https://latam.lowcarbonbusinessaction.com/?lang=es>

pero de manera dispersa y la Agencia agregaría valor vinculando proyectos de innovación energética o desarrollos locales de tecnología de generación renovable con:

- organismos que acompañen la creación de empresas,
- grupos inversores y fondos que agreguen capital semilla,
- bancos que financian, por ejemplo, patentes,
- universidades que mediante programas de pasantías en empresas nacientes permitan, por un lado, la inserción laboral de jóvenes y por el otro, que estas empresas en sus inicios pueden contratar perfiles académicos sin incurrir en altos costos de contratación por cargas sociales.

El objetivo es apoyar la creación de nuevas empresas de base tecnológica, como por ejemplo el Programa de impulso a las Empresas de Base Tecnológica a nivel nacional - EMPRETECNO<sup>26</sup> - que actualmente está en curso.

#### 4.7. Programas de Financiación de Proyectos

Como se mencionó en el apartado 4.2, la Agencia I+D+i tiene el objetivo de promover la investigación científica, la generación de conocimiento y la innovación productiva de la Argentina. Para ello, dispone de fondos del Tesoro Nacional, de préstamos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF), del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) y del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), del recupero del financiamiento reembolsable y provenientes de convenios de cooperación con organismos o instituciones nacionales e internacionales. En la misma se diseñan e implementan instrumentos de promoción orientados en distintas temáticas, sectores y beneficiarios, a través de tres Fondos de financiamiento:

- **Fondo para la Investigación Científica y Tecnológica (FONCYT)<sup>27</sup>**: tiene el objeto de **financiar proyectos de investigación**, en el marco de los planes y programas establecidos para el sector de la ciencia y tecnología. Se busca apoyar proyectos y actividades cuya finalidad es la generación de nuevos conocimientos científicos, tecnológicos e innovativos -tanto en temáticas básicas como aplicadas- desarrollados por investigadores pertenecientes a instituciones públicas y privadas sin fines de lucro radicadas en el país.
- **Fondo Tecnológico Argentino (FONTAR)<sup>28</sup>**: busca **financiar proyectos dirigidos al mejoramiento de la productividad** del sector privado a través de la innovación tecnológica. Contribuye al desarrollo del Sistema Nacional de Innovación (SIN), mediante el apoyo al sector productivo en el financiamiento de proyectos de innovación y con el fortalecimiento a instituciones en su asociación con el sector productivo. Se brinda asistencia a la ejecución de proyectos de innovación por medio de asesoramiento técnico, se realizan evaluaciones técnica, financiera y económica de las solicitudes, se financian proyectos que tengan evaluación favorable, entre otros.
- **Fondo Argentino Sectorial (FONARSEC)**: tiene el objetivo **fortalecer las capacidades locales científicas, tecnológicas y de innovación** locales. En las últimas ediciones de este fondo, se han licitado líneas de financiación a proyectos que aporten al proceso de Transición Energética Nacional. Dicho proceso comprende la promoción del “cambio estructural del sistema energético nacional desde un régimen centrado en los hidrocarburos hacia la incorporación incremental de tecnologías basadas en recursos

---

<sup>26</sup> <http://www.agencia.mincyt.gob.ar/frontend/agencia/instrumento/47>

<sup>27</sup> <https://www.argentina.gob.ar/ciencia/agencia/fondo-para-la-investigacion-cientifica-y-tecnologica-foncyt>

<sup>28</sup> <https://www.argentina.gob.ar/ciencia/agencia/fondo-tecnologico-argentino-fontar>

renovables y de baja emisión de gases de efecto invernadero (GEI)". Estos proyectos están focalizados en atender demandas energéticas estratégicas enmarcadas en las siguientes líneas de acción estratégica:

- Energía Termosolar para aplicaciones industriales.
- Energía Eólica de Potencia para Generación Eléctrica.
- Producción de Biocombustibles.
- Desarrollo de la cadena de valor del Litio.
- Desarrollo de la cadena de valor del Hidrógeno.
- Desarrollo de Tecnología Undimotriz.
- Integración a red de las energías comprendidas en las líneas 1 a 6.

Estos fondos actualmente vigentes son necesarios para promover la innovación, pero necesitan una mayor articulación con el ecosistema emprendedor, vinculación con los mecanismos universitarios de seed, angel y venture capital, aceleración de start-ups, etc. Asimismo, es necesario que se sostengan a una frecuencia que en el tiempo permite ver y capitalizar el esfuerzo de esta vinculación entre el sector científico, tecnológico, empresario y emprendedor.

## Capítulo 5. Propuestas para superar barreras culturales y sociales en la adopción de renovables

### Introducción y Objetivos

En el camino hacia un futuro bajo en emisiones de gases de efecto invernadero, la inserción completa de energías renovables y recursos energéticos distribuidos, requiere no sólo de los cambios tecnológicos, científicos y de mercado cubiertos en los capítulos anteriores, sino también de transformaciones sociales que las acompañen. Para ello se necesitarán estrategias que apunten, en forma sistémica e integral, a las barreras sociales y culturales e incluyan a todos los sectores de la sociedad.

Además, la transición hacia un sistema de energías renovables distribuido y descarbonizado generará una serie de beneficios sociales y económicos, como la mejora en la calidad ambiental, la reducción de la pobreza energética y en la seguridad energética. Pero, para ello, es fundamental asegurar una transición justa, es decir que las oportunidades sean accesibles para todos y que sus ventajas queden distribuidas de manera equitativa.

En este capítulo se analizan barreras sociales y culturales con el objetivo de entender los desafíos que pudieran presentarse en la búsqueda de una completa inserción de las energías renovables en la sociedad. Se consideran cuestiones económico-sociales, de formación y conciencia social, vulnerabilidades, percepción de riesgo e incertidumbre, pobreza energética y los aspectos sociales de las barreras regulatorias con la finalidad de estructurar propuestas para superarla.

### 5.1. Principales Barreras Identificadas

#### 5.1.1. Barreras socio-económicas

##### 5.1.1.1. Costo de Inversiones e inclinación a la simplicidad

Por un lado, se destaca la sensación social de necesidades más urgentes. A menudo, en un país marcado por la lucha contra la pobreza, las inversiones en gestión de la energía y generación renovable distribuida se perciben como inversiones lejanas. Esto no es particular de Argentina, sino que los países en desarrollo tienen más dificultades en balancear su trilema energético ya que suelen priorizar su crecimiento industrial sacrificando la política ambiental. El trilema energético es un marco conceptual que propone que la planificación energética se realice teniendo en cuenta un compromiso entre los aspectos de seguridad energética, equidad energética y sustentabilidad ambiental (MacNaughton, 2016).

Alrededor de la energía, existe una cultura de no inversión en cambios tecnológicos marcada por el alto costo en la importación de equipos y porque las tarifas energéticas, que no reflejan el costo actual de energía (subsidios), no generan el impulso suficiente.

Las prioridades de inversión en la industria suelen estar relacionadas con el aumento de la capacidad de producción y en ampliar la cuota de mercado. De esta manera, los proyectos de eficiencia energética y generación de energías renovables compiten por el financiamiento con proyectos desarrollados para aumentar la productividad de estos proyectos y tienen la desventaja de enfocarse en reducir costos en lugar de aumentar ventas. En muchos casos, aún la gestión de la energía no se percibe como instrumento para el aumento de la competitividad, cuando en la mayoría de las industrias es parte central de la mejora de la productividad.

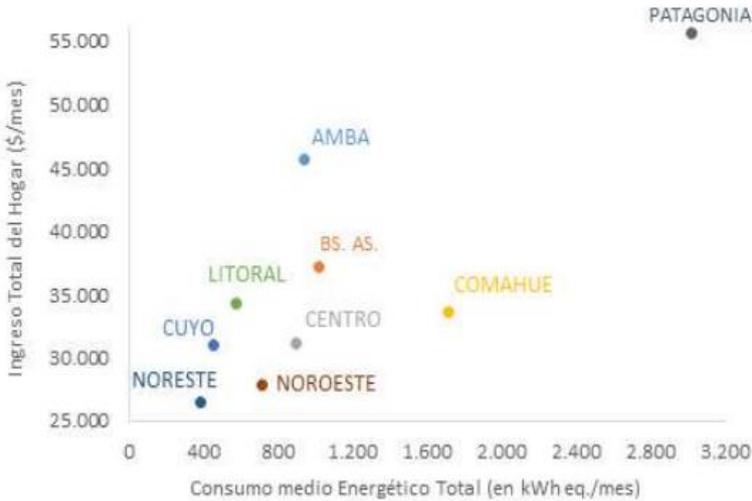
Por otro lado, para el sector industrial de grandes usuarios, en los casos donde el mercado o los inversores exigen demostrar la descarbonización de su producción, resulta más sencillo realizar contratos privados (Contratos PPA - Power Purchase Agreement) que invertir en proyectos de autogeneración renovable. Esta situación se da, no solo porque los incentivos legales así lo establecen, sino que además el riesgo asumido es mucho menor, dado que no implican una inversión inicial y además hay flexibilidad en el plazo del contrato, cláusulas de revisión y mecanismos de salida. En cambio, implementar proyectos de generación distribuida implica una inversión inicial donde el retorno financiero actualmente no baja de los 6 o 7 años.

Por otro lado, la generación distribuida implica el empoderamiento de la demanda por lo que los prosumidores<sup>29</sup> necesitan entender el mercado energético, los cuadros tarifarios, las posibilidades del mercado actual, las perspectivas futuras en materia económica y legislativa. En este sentido, existe una barrera de acceso dado que las empresas, en particular pymes, se quieren concentrar y especializar en el negocio que desarrollan y no tienen expertos en el tema. Por su parte, los usuarios residenciales no buscan convertirse en expertos en energía. En este cambio de paradigma, se precisa generar conciencia, educar y definir sujetos activos dentro de cada sector.

5.1.1.2. Desigualdades en las condiciones del país

A nivel país, poseemos distintas regiones climáticas que marcan distintos patrones de consumo y costos, tenemos variedad de recursos naturales y distintas necesidades. Pensar en estrategias e incentivos de generación de energía renovable, implica considerar cada escenario por región y hasta a nivel local, teniendo en cuenta los desafíos y oportunidades de cada uno de ellos.

Consumo Energético Total e Ingreso Medio Familiar por Región (en kWh eq. y \$/mes del 4T 2018)



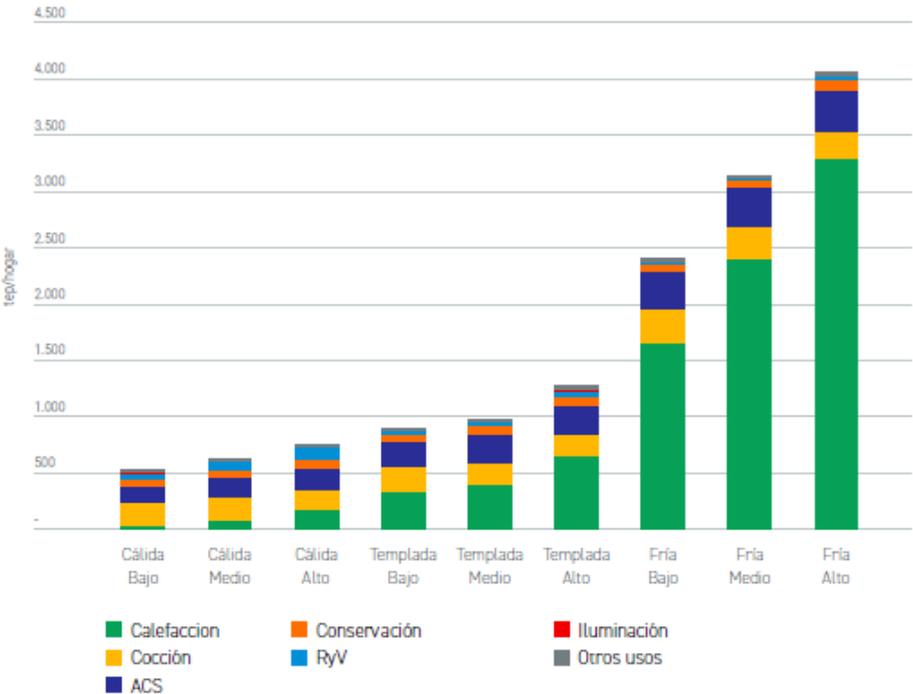
Fuente: elaboración propia en base a Engho 2004/2005.

Figura 20. Fuente: Informe Tarifas & Ingresos - ADEERA, 2018

<sup>29</sup> Los prosumidores son los consumidores que participan en el proceso productivo de energía. Es decir, aquellos usuarios de la red eléctrica que generan energía renovable distribuida e inyectan a dicha red el excedente energético no consumido.

Como se observa en el gráfico anterior, existe una fuerte correlación entre el nivel de ingresos y el consumo energético, y a nivel regional influyen las diferencias de temperaturas y el poder adquisitivo medio de la región.

Abriendo el consumo energético dentro de los hogares de 3 zonas bioclimáticas distintas (cálido, templado y frío) y según 3 niveles de educación (alto, medio y bajo) se observa en el gráfico a continuación, que en todas las zonas climáticas el mayor consumo se debe a calefacción y generación de agua caliente sanitaria. Con respecto al nivel educativo, es inversamente proporcional al consumo energético dentro de la misma zona bioclimática. Esto se interpreta entendiendo que el nivel educativo es un indicador del nivel económico-social y porque mayor educación, actualmente, no implica mayor conciencia frente al consumo energético y sus implicancias ambientales. Es preciso educar a la sociedad en esta materia.



**Figura 21.** Consumo por uso por hogar de acuerdo a la zona bioclimática y niveles educativos. Fuente: Propuesta Del Plan Nacional De Eficiencia Energética Argentina - 2021

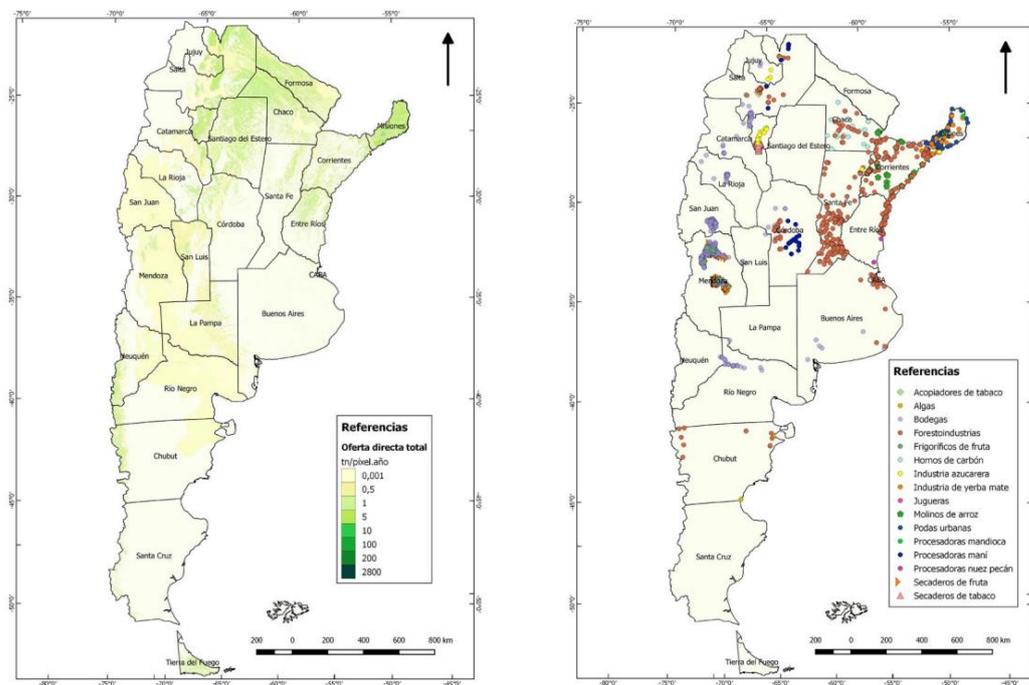
Dado que los mayores consumos se producen en calefacción, cocción y generación de agua caliente sanitaria (ACS), resulta interesante que los incentivos estén relacionados a la generación renovable térmica. Pero el potencial de generación por fuentes renovables en cada zona climática es diferente. Así, para el noroeste y cuyo podría tener mayor relevancia la generación solar térmica, en el noreste la generación a partir de biomasa, en el sur la geotermia y a nivel general las estrategias de eficiencia energética relativas a aislamiento térmico, bombas de calor o la arquitectura bioclimática.

5.1.1.3. Distribución del potencial de biomasa

A continuación, se observa el potencial de generación de energía renovable a partir de biomasa disponible de manera directa o indirecta. Se entiende por oferta directa la biomasa que se encuentra en campo, una de cuyas

características es la dispersión territorial. La oferta indirecta de biomasa es la que resulta de un proceso de transformación industrial, como residuo o subproducto. Esta biomasa, a diferencia de la considerada como oferta directa, se encuentra concentrada espacialmente.

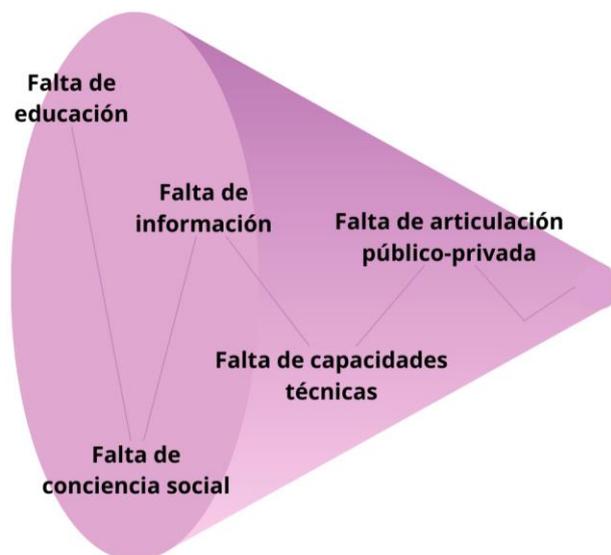
Estos gráficos, a modo de ejemplo, muestran el potencial de biomasa disponible a lo largo del país y lo mismo podría considerarse para otras fuentes como solar, eólica o geotermia. Cada región deberá aprovechar los recursos disponibles.



**Figura 22.** Potencial de generación directa (izquierda) e indirecta (derecha) de biomasa. Fuente: Probiomasa (FAO, 2020)

### 5.1.2. Falta de capacidades técnicas y bajo nivel de concientización

En este aspecto, podemos graficar un túnel de barreras como pasos a sortear para lograr la transición de consumidor a prosumidor, desde el punto de vista del nivel de concientización y de las capacidades. Este túnel se inicia en el interés en estos temas que surge de la toma de conciencia global frente al cambio climático y/o de los beneficios económicos u oportunidades de negocio. Luego, el interés se debe convertir en intención, lo cual se logra efectivamente entendiendo los conceptos claves de la energía y la generación distribuida, tanto técnicos como legales. Finalmente, dada la complejidad actual en los trámites, se requiere confianza en el proceso lo cual se lograría con el adecuado acompañamiento.



**Figura 23.** Túnel de barreras relacionadas a las capacidades y conciencia social. Fuente: Elaboración propia.

#### 5.1.2.1. Falta de formación específica e información

La falta de conocimiento sobre las nuevas tecnologías y sus beneficios dificulta el convencimiento por parte de los actores. En este sentido, en el sector industrial, si bien puede haber profesionales técnicos que entiendan cuál es el camino por recorrer, se enfrentan a dificultades cuando tratan de implementar estos proyectos en niveles superiores, tanto por falta de seguridad jurídica, falta de señales de precios a largo plazo, porque económicamente no representa un impulso suficiente y el costo del riesgo es percibido como mayor a los potenciales beneficios.

Por otro lado, la transición requiere consumidores más activos y presupone que el usuario-generador y el operador de las redes adquieren en el tiempo un expertise en relación con la operatoria de la red y sus consecuencias económicas. Las redes serán cada vez más inteligentes y adquirirán poder de toma de decisiones automáticas (IOT, AI) pero también el rol de los consumidores es cada vez más activo (consumidores protagonistas que conozcan del tema). Por lo tanto, la falta de conocimientos generales en los prosumidores se profundiza a medida que la brecha entre las aplicaciones de los Recursos Energéticos Distribuidos (REDs) y los conocimientos en la sociedad se va ampliando.

Además de la falta de educación en energía, el funcionamiento del mercado eléctrico y en las tecnologías disponibles y sus beneficios es necesario, para lograr el impulso deseado, generar conocimientos en financiamiento y toma de crédito, así como también sobre los incentivos financieros existentes, por ejemplo, el programa PAC empresas que financia la asistencia técnica en proyectos relacionados a desarrollo sostenible<sup>30</sup>.

#### 5.1.2.2. Falta de conciencia social

La falta de interés respecto al consumo energético, la eficiencia energética y energías renovables está relacionada a la falta de conciencia frente al cambio climático por desinterés, negación o indisponibilidad de información sobre las interrelaciones e impactos cruzados entre las temáticas. Los usuarios de energía eléctrica y gas desconocen el significado e importancia de la eficiencia en el uso de los recursos, por falta de formación

<sup>30</sup> <https://www.argentina.gob.ar/servicio/acceder-pac-empresas>

durante todo el ciclo escolar y universitario, y debido a que, en el pasado, no se han rendido cuentas por el costo de energía pagada, lo cual genera una cultura de desinterés y falta de incentivos en este aspecto.

Se necesita una educación que incluya estas temáticas y a la vez relacione los conceptos de matriz de generación energética eficiente y consumo, y su impacto en temas ambientales, en particular aquellos vinculados al cambio climático. Fortalecer la toma de conciencia por parte de la sociedad contribuirá con un crecimiento sostenible en el tiempo, desacoplando la tasa de crecimiento poblacional de la tasa de crecimiento del consumo de energía.

#### 5.1.2.3. Falta de capacidades técnicas para el desarrollo local

Para lograr una mayor penetración de renovables distribuidas, a la vez que se reducen los costos de implementación, se precisa capacidades técnicas locales con el objetivo de generar negocios locales de asistencia técnica que actúen como agentes de promoción y desarrollo local de componentes. Las propuestas para superar esta barrera se proponen sucesivamente en los capítulos 2, 4 y 5.

#### 5.1.2.4. Falta de articulación público-privada

Una vez que el usuario desarrolla el interés y el conocimiento técnico para implementar generación distribuida, se encuentra con la barrera de falta de acompañamiento en el proceso de inscripción como prosumidor y los trámites relacionados. Este proceso puede resultar desalentador ante trámites complejos y tediosos, por lo que se necesita seguimiento, contención y dinamismo.

#### 5.1.3. Vulnerabilidad poblacional y pobreza energética

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA) el 17% de la población mundial no tiene acceso a la energía eléctrica. No obstante, en países como Argentina, donde el porcentaje de la población que tiene acceso a la electricidad se acerca al 100% (World Bank, 2022), el foco de la problemática se ubica en garantizar el acceso continuo a la energía y en que el precio de esta permita satisfacer las necesidades básicas de calefacción, iluminación, agua caliente sanitaria y conservación de alimentos. En este sentido, cobra importancia entender qué parte de los ingresos de los usuarios son destinados para abastecerse de energía (Griffa, 2019).

Si bien a nivel global existe un consenso general de este concepto, cada país tendrá un alcance diferente que dependerá principalmente del nivel de desarrollo, de los energéticos de uso masivo, del nivel de ingresos, de la temperatura, entre otros. En algunos casos estará más asociado con el sobre esfuerzo o capacidad de pago de las facturas de la energía, en otros con el acceso a fuentes de energía modernas como el gas o la electricidad.

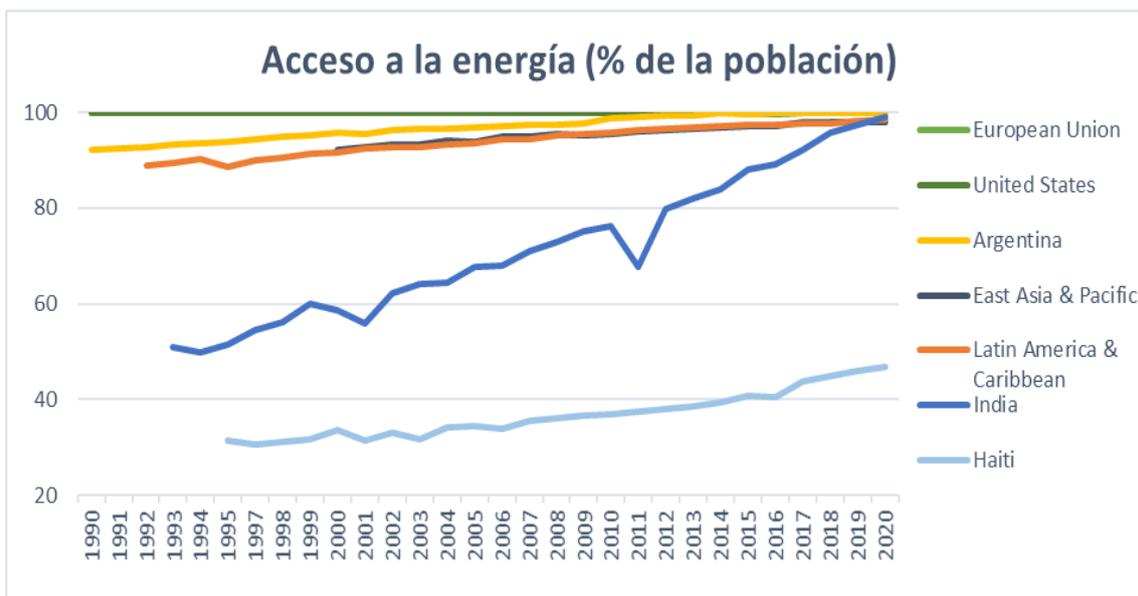


Figura 24. Fuente: Elaboración propia en base a datos del Banco Mundial

#### 5.1.3.1. Pobreza energética

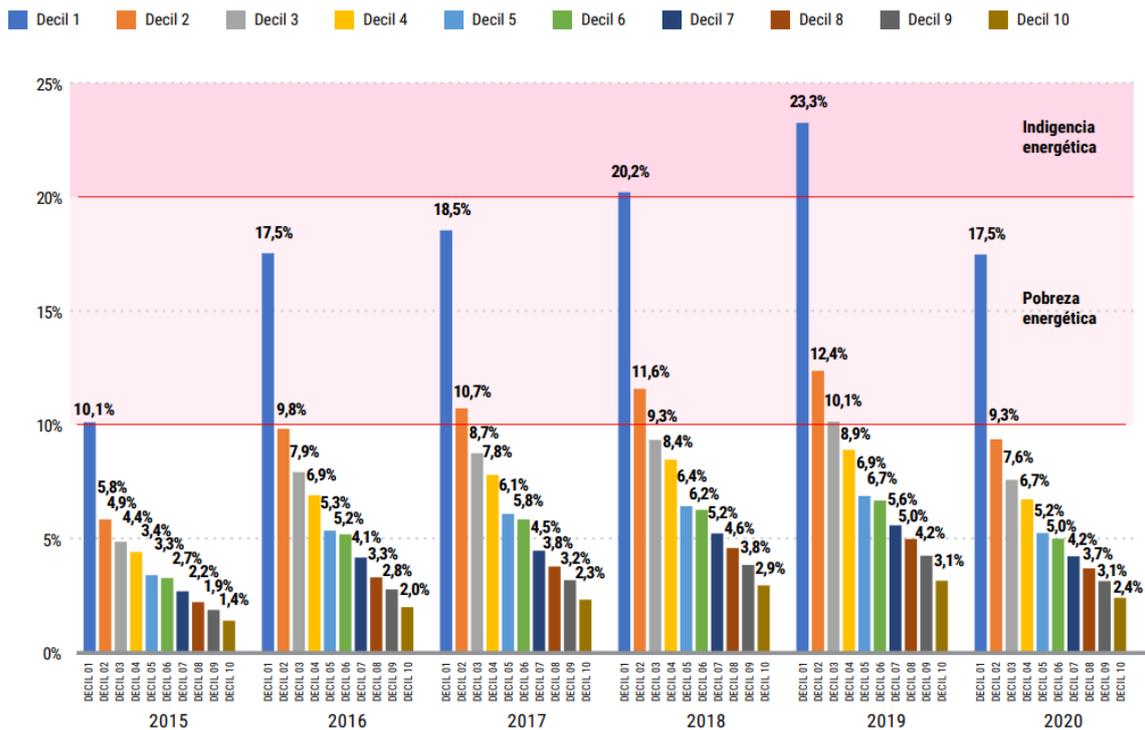
Si bien no existe un indicador universal de pobreza energética y existen distintos informes sobre cómo medirlos, consideraremos que un hogar sufre de Pobreza Energética si para mantener satisfactoriamente sus necesidades básicas requiere gastar más del 10% de sus ingresos totales en energía. Si es 20% del ingreso lo requerido, entonces el hogar pasa a estar en situación de extrema pobreza o indigencia (Enargas, 2021). Este indicador fue utilizado de manera oficial por más de 20 años en Inglaterra (R. Calvo y otros, 2021) y es uno de los indicadores utilizados por la Red de Pobreza Energética de la Universidad Nacional de Chile<sup>31</sup> con foco en la equidad.

A continuación, se presenta el estado de la pobreza e indigencia energética en Argentina desde el 2015 al 2020. Se mide como el costo energético (por electricidad, gas natural y GLP) respecto de los ingresos para cada decil poblacional. Se observa la evolución del porcentaje que representa el gasto de los hogares en energía (Gas por Redes, Energía Eléctrica y GLP envasado o Garrafa) sobre los ingresos de este, distinguiendo por decil de ingreso (Enargas, 2021).

31

[http://redesvid.uchile.cl/pobreza-energetica/wp-content/uploads/2021/09/Infografi%CC%81a\\_Co%CC%81mo-Medir-PE.pdf](http://redesvid.uchile.cl/pobreza-energetica/wp-content/uploads/2021/09/Infografi%CC%81a_Co%CC%81mo-Medir-PE.pdf)

## INCIDENCIA DEL GASTO DE LOS HOGARES EN ENERGÍA POR DECIL DE INGRESOS 2015-2020



**Figura 25.** Fuente: Enargas - Pobreza e indigencia energética por decil de ingresos. Total País 2015-2020.

En el análisis de la porción de la población que cae en el sector de pobreza o indigencia energética, se deben tener en cuenta las dos variables: nivel de ingresos y costo energético. En este sentido, en el 2020 la disminución de la pobreza energética y la desaparición de la indigencia energética está relacionado al atraso tarifario que se implementó como política pública durante el año de pandemia donde los ingresos formales se redujeron fuertemente.

La pobreza energética se presenta como una barrera en cuanto a las posibilidades de impulsar la transición energética de manera masiva y en las aristas que atender desde las políticas públicas. A su vez, dado que la generación distribuida de energía renovable implica una inversión inicial pero el costo de generación es casi nulo (salvo cuestiones mínimas de mantenimiento), con el financiamiento dirigido necesario se presenta como una solución de doble vía: reducir la pobreza energética y descarbonizar la matriz energética. Los subsidios a combustibles fósiles son una barrera en cuanto que no demuestran el valor real de la energía. Pero un retiro abrupto de los subsidios a los combustibles fósiles utilizados en la producción de energía eléctrica y en el transporte, impactaría de forma inmediata en las tarifas que enfrentan los usuarios finales. Aun así, resulta interesante evaluar que el hecho de que los subsidios actuales a la energía están dirigidos a cubrir los ingresos faltantes en CAMMESA, por lo que se termina cubriendo a toda la demanda residencial y los hogares, independientemente de sus ingresos, obtienen un precio reducido de energía. Al analizar el gráfico, se puede observar que una mejor opción sería no subsidiar el precio de la energía, sino que subsidiar el gasto a aquellos hogares que lo precisan.

### 5.1.3.2. Incertidumbre laboral

A menudo la transición energética trae aparejadas barreras sociales en cuanto a que la incertidumbre laboral se hace presente. En este sentido, la sociedad implícitamente exige una transición energética justa. Es decir, la transición no puede pensarse únicamente en términos técnicos y financieros, sino que además se debe integrar las necesidades sociales planificando los mecanismos para garantizar empleo y asegurando la reconversión de los puestos de trabajo.

La vulnerabilidad al cambio climático es una consecuencia directa de la pobreza. Los sectores pobres de la población tienen pocos recursos para planificar y poner en práctica estrategias de adaptación en vista de los cambios que se producirán en sus lugares de trabajo (en particular, en la economía informal), en sus hogares (con frecuencia, viviendas insalubres o en condiciones sumamente precarias) o en el seno de sus familias (por ejemplo, con respecto a los efectos en la salud del cambio climático). Las políticas de adaptación pueden iniciar un círculo virtuoso que impulse la creación de empleos locales, los cuales, con salarios decentes, pueden aumentar el bienestar de los trabajadores y, de este modo, reducir su vulnerabilidad (OIT, 2010).

Es importante tener en cuenta que los puestos de trabajo “verdes” deberán garantizar que los trabajadores obtengan un empleo digno a partir de las políticas de mitigación (OIT, 2010).

### 5.1.3.3. Género e inclusión

Según un informe de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) publicado en 2018, las mujeres representaron sólo el 32% de los puestos de trabajo provenientes de las energías renovables, y el 22 % en la industria del petróleo y el gas a escala mundial. Además, este porcentaje se debe principalmente a puestos administrativos y es mucho menor en los puestos STEM (ciencias, tecnología, ingeniería y matemáticas, por sus siglas en inglés). Sumado a ello, se prevé que la mayoría de los nuevos puestos de trabajo “verdes” se generarán en áreas de construcción, fabricación, producción de energía e ingeniería, donde las mujeres tienen menor representación, aunque con una tendencia incremental en los últimos años. Como consecuencia, es importante asegurar que la economía ecológica no excluya, involuntariamente, a las mujeres. (OIT, 2010).

En resumen, la transición deberá ser no solo justa, sino que equitativa porque a pesar del atractivo del sector, las mujeres encuentran obstáculos para acceder al mercado laboral, permanecer en éste y progresar. Es esencial eliminar estos obstáculos para hacer frente a la creciente demanda de competencias en una industria en expansión, pero según el informe emblemático de la UNESCO “Descifrar las claves: la educación de las mujeres y las niñas en materia de STEM”, sólo el 35% de los estudiantes matriculados en las carreras vinculadas a las STEM en la educación superior son mujeres, y se han señalado diferencias en estas disciplinas. Sólo el 3% de los estudiantes de la educación superior, por ejemplo, escogen realizar estudios en el ámbito de las tecnologías de la información y la comunicación (TIC)<sup>32</sup>. Los roles de género, las relaciones de poder y los ingresos redundan en diferentes contribuciones a las emisiones de gases de efecto invernadero y en diferentes grados de vulnerabilidad ante el cambio climático. Es esencial asegurar que las mujeres puedan acceder al conocimiento, la información y las tecnologías de adaptación, y que las políticas se diseñen de manera adecuada a sus circunstancias (UNICEN, 2020).

---

<sup>32</sup> <https://es.unesco.org/themes/educacion-igualdad-genero/stem>

#### 5.1.4. Desconfianza e incertidumbre social

##### 5.1.4.1. Incertidumbre Social

Como rasgo general cultural, hay una desconfianza social en la calidad de los productos de fabricación nacional, y en particular en lo referido a tecnologías, impulsado por el atraso en el desarrollo de las capacidades locales. Otro rasgo cultural es la aversión al riesgo. En este sentido, las inversiones en Generación Distribuida pueden ser percibidas como demasiado riesgosas, especialmente cuando podrían tener un impacto sobre la productividad y los ingresos. Además, la percepción de riesgo puede ser mayor entre los consumidores y el sector comercial debido a la falta de especialización en la ingeniería, que en el sector industrial existe.

Relacionado a los riesgos en las inversiones de proyectos de generación renovable, estos se potencian por la incertidumbre tarifaria y por la falta de perspectivas nacionales a largo plazo. No hay una transición energética clara que marque señales de dónde estarán los incentivos en el corto, mediano y largo plazo y además que este plan se integre, o al menos mantenga coherencia, con los planes nacionales de eficiencia energética, plan de desarrollo industrial, de educación, de lucha contra el cambio climático, entre otros.

##### 5.1.4.2. Nivel de aceptación y conflictos sociales. Presión sobre recursos naturales

La aceptación de la población que se ve afectada por la incorporación de tecnologías renovables, cuando existen conflictos ambientales o apropiación de territorios, también resulta una barrera. Por ejemplo, el auge de los combustibles de biomasa ha generado disputas con la tierra disponible para cultivar alimentos; la necesidad de explotación de litio para el almacenamiento de energía debido a la característica de intermitencia de la energía solar y eólica o la explotación de silicio para la fabricación de paneles fotovoltaicos. De la misma manera, la presión por el uso del suelo y la búsqueda de la soberanía alimentaria han presentado conflictos e influyeron también en la percepción negativa del aprovechamiento de la energía renovable.

Estos casos se potencian en casos de regulación laxa o de no cumplimiento de las evaluaciones de impacto ambiental y social de los proyectos.

El escenario social y la energía están estrechamente relacionados. En situaciones de conflictos bélicos esta relación se evidencia y es así como en la actualidad producto de la guerra en Ucrania, se agrava la crisis energética, suben los precios del gas natural y la dependencia energética de los países europeos se encuentran en tela de juicio. La resiliencia en situaciones de conflicto es primordial, y esto, además de la situación climática actual, es motivo más que suficiente para desarrollar una estrategia de desarrollo de energía distribuida.

Además, siguiendo con el ejemplo de la actual guerra en Ucrania, se generan implicancias internacionales, más allá de lo político, afectando gravemente los precios y accesibilidad de la energía. En estos casos, muchos países que dependen de los combustibles fósiles de otros países (como es el caso de la Unión Europea que le compra el gas a Rusia), salen a buscar otras alternativas para sustituir esta dependencia y abrir las puertas hacia las renovables. De esta forma, vemos que la transición energética es importante no solo desde el punto de vista de la reducción de las emisiones, sino también para la reducción de costos y el aumento de la seguridad energética. Esto no significa que deba necesariamente un país desarrollar y fabricar todas las tecnologías de manera cerrada para garantizar su seguridad energética. El estado se aproximará a la seguridad tanto si toma las decisiones colectivas de manera consciente, como también si permite a sus individuos tomar sus propias decisiones conscientemente, impulsando conjuntamente una matriz diversificada, descentralizada y limpia. Todo esto debe lograrse en equilibrio con los tres conceptos de autoabastecimiento, autosuficiencia y soberanía energética,

dentro de un programa de innovación abierta que conforme el mejor “mix” de soluciones provenientes de transferencias de conocimiento, tecnología, y recursos tanto internos como externos (J. Tuccillo et al, 2016).

### 5.1.5. Barreras regulatorias

En el Capítulo 1 se repasaron las necesidades en materia regulatoria de la energía. A continuación, se hace un punteo de temas que afectan a la perspectiva social y cultural y crean una barrera a la transición energética.

Por definición de la ley N° 24.065 de 1992, en el mercado eléctrico argentino las empresas de distribución son monopolios naturales y sólo están abocadas a desarrollar y mantener las redes de distribución. Pero en un escenario de gran penetración de la generación distribuida, los usuarios consumidores se convierten en prosumidores. Hay un cambio de roles de los actores, dado que pasan de ser usuarios pasivos a usuarios activos capaces de decidir el momento de consumo, autoconsumo renovable, almacenamiento e inyección de energía en función de los precios del mercado. En este escenario las distribuidoras podrían, por ejemplo, por medio de licitaciones, recibir ofertas de los Generadores interesados, dando libertad a los oferentes para seleccionar el mix de tecnologías y software destinado a mejorar eficiencia en la Oferta y la Demanda y asegurar el abastecimiento con las innovaciones basadas en aquellos REDs que consideren conveniente.

La gestión institucional de la innovación de tecnologías de energía renovable será el nuevo factor decisivo para la seguridad energética de cada país. Como componente importante de esta premisa, se debe posibilitar a cada individuo el libre acceso al recurso renovable, permitiéndole desarrollar la capacidad de generar su propia energía con la nueva tecnología. Así, la generación de la propia energía será un pilar del desarrollo individual y colectivo en cualquier sociedad, y ésta será una de las dimensiones principales de equidad y seguridad energética (Rifkin, 2007). Esto no significa que deba necesariamente un país desarrollar y fabricar todas las tecnologías de manera cerrada para garantizar su seguridad energética (J. Tuccillo et al, 2016).

Además, la dispersión de criterios normativos (técnicos y económicos) denotan la falta de coordinación interinstitucional, la excesiva regulación y las distorsiones tarifarias paralizan la innovación, diluyen las señales de precio y desincentivan las inversiones de mejoras. Por último, las distribuidoras, en la ausencia de libertad para la contratación de energía mayorista, pierden la libertad para seleccionar el mix de tecnologías más competitivo entre todos aquellos que pueden satisfacer la demanda, lo cual es la base para el desarrollo de conocimientos y nuevas tecnologías en cualquier sector.

## 5.2. Propuestas para Superar las Barreras

A continuación, se resumen las barreras mencionadas anteriormente y su vinculación con las propuestas que se presentan en esta sección.

Barreras /Propuestas	Plan de transición	Formación (Capítulo 4)	Desarrollo Productivo Local	Incentivos económicos	Descuento Social a la Tarifa	Participación público - privada	Plan de información y comunicación
Costo de inversiones y Simplicidad			X	X			
Potencial de desarrollo heterogéneo	X		X				
Falta de conciencia		X				X	X

social							
Falta de educación e información		X					X
Falta de articulación público-privada	X	X				X	X
Falta de capacidades técnicas		X	X				
Pobreza Energética			X		X		
Incertidumbre Laboral	X		X				X
Género e inclusión		X	X				
Desconfianza social e Incertidumbre	X		X		X	X	X
Conflictos sociales y ambientales		X	X			X	X
Regulación y falta de seguridad jurídica	X			X	X	X	X

### 5.2.1. Creación de la Agencia Nacional de Energía

Cómo se elaboró en los capítulos anteriores, la Agencia Nacional de Energía permitiría, con sus funciones instaurar a nivel social un liderazgo estatal que construya un ecosistema transformador, de manera descentralizada, mediante la coordinación de un plan a largo plazo integrando los objetivos nacionales de desarrollo industrial, educativos y económicos. Además, con intervención transversal para fortalecer instituciones, integrando la innovación y la generación de conocimientos al servicio de dichos planes. El objetivo es generar confianza, reducir la percepción del riesgo y mejorar la seguridad jurídica y para lograrlo la Agencia Nacional de Energía debería participar activamente en la elaboración de un Plan de Transición Energética a largo plazo y al desarrollo local de tecnologías, como se describe a continuación.

### 5.2.2. Plan de transición energética a largo plazo

Como primer paso para mejorar la seguridad jurídica, sería necesario abordar un plan de transición energética como política pública multidimensional de largo plazo, con acuerdo entre todos los partidos políticos.

Este plan debería involucrar y comprometer a todos los actores, construir un gran acuerdo político y social que trascienda gobiernos y darle continuidad al proceso de transición energética alineada a la política de desarrollo industrial y a la política contra el cambio climático.

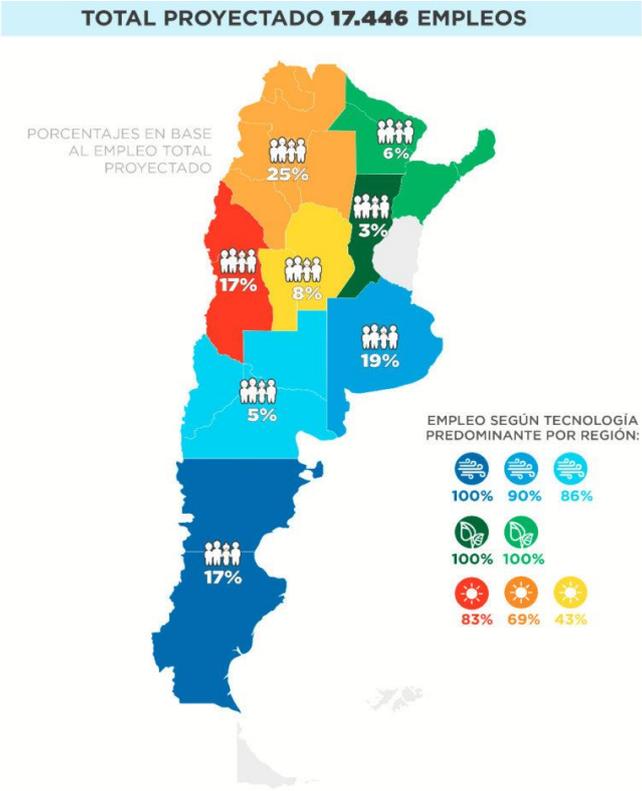
### 5.2.3. Política de desarrollo local

La política de desarrollo local surge de la necesidad de establecer cadenas de valor de producción local y reducir los costos gradualmente, según una estrategia definida. Esta estrategia se menciona en el Capítulo 3.10. Dado

que esta política, si bien es importante para estimular una producción local competitiva, podría incrementar los costos de la industria, por la reducción en la competencia internacional con componentes más eficientes, sería necesario implementar reglas que incrementen gradualmente el requisito de contenido local, haciendo una nacionalización progresiva de componentes y procesos específicos. Para ello, se requerirá de inversiones en investigación e industrialización local, cuyo financiamiento podría obtenerse del redireccionamiento de subsidios propuesto en el Capítulo 2.

En este sentido, la labor de la Agencia Nacional de Energía consistiría en identificar la estrategia óptima de integración progresiva y desarrollar investigaciones sobre capacidades actuales y faltantes para cada fuente de energía renovable, entendiendo la heterogeneidad del país en cuanto a capacidades, infraestructura, recursos naturales, puestos de trabajo y dentro de una política de contenidos locales mínimos, se podría determinar porcentajes de producción nacional como requisito para el acceso a ciertas líneas de financiamiento.

Esta política tiene su correlación directa con el aumento de puestos de trabajo que están distribuidos de manera federal. En un estudio realizado por la Subsecretaría de Energía Renovables en 2018 se proyectaba la creación de casi 17.500 puestos durante las rondas Renovar 1 y 2 y los proyectos del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable -MATER-. En el gráfico a continuación se observa la distribución de puestos de trabajo creados a lo largo del país, según las distintas tecnologías.



**Figura 26.** Mapa de Distribución de nuevos puestos de trabajo creados por desarrollo de Energía Renovable en Argentina.  
Fuente: SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES, 2018

El análisis de generación de empleo se concentra en los dos últimos eslabones de la cadena de valor: a) construcción y b) operación y mantenimiento (O&M) pero con políticas de desarrollo local el potencial de puestos de trabajo directos e indirectos sería aún mayor.

En dicho estudio se concluyó que los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y el biogás se destacan como las tecnologías más empleo-intensivas mientras que la solar fotovoltaica y la eólica constituyen las menos intensas. Por otro lado, cada tecnología renovable posee particularidades respecto a la generación de empleo y en todos los casos resulta fundamental disponer de personal especializado.

La expansión de las energías renovables genera empleo directo en las áreas rurales que, aunque ricas en recursos naturales renovables, se caracterizan por la escasez de oportunidades laborales para sus habitantes. La expansión de estas tecnologías en las áreas rurales aporta beneficios a la comunidad entera: la construcción de las nuevas infraestructuras o la mejora de las ya existentes da lugar a nuevas pymes y genera clusters de conocimientos para el desarrollo local. En este marco nacen una serie de programas, entre los que se destaca el plan RenovAr, con el que se espera reducir 2 millones de toneladas de carbono emitidas por año, lo que permitiría ahorrar 300 millones de dólares en combustibles y generar unos 5.000 a 8.000 empleos, directos e indirectos (Ministerio de Energía y Minería, 2016)

Por otro lado, sería conveniente desarrollar toda la cadena de valor de los componentes cerrando el circuito con economía circular, resolviendo la preocupación de los usuarios sobre qué hacer al finalizar la vida útil de los componentes, la disposición de los residuos y obteniendo una revalorización económica de los elementos.

#### 5.2.4. Incentivos económicos: Impuesto al carbono, subsidios a los combustibles y energía renovable

El impuesto al carbono se aplicaría al consumidor final del combustible fósil siguiendo la lógica de “el que contamina paga”, buscando internalizar el costo de las externalidades negativas que genera el consumo de este recurso. Desde 2018, en Argentina se implementó dentro de la Ley Nº 23.966, un impuesto al carbono que aplica a los combustibles de origen fósil, pero sin incluir al gas natural, el cual representa el 54% de la matriz energética primaria. Hasta antes de este impuesto Argentina no contaba con impuestos verdes como instrumento de gestión ambiental. En particular, los impuestos al carbono tienen como objetivo incentivar mayor eficiencia en el control de la contaminación y la innovación tecnológica. Es una de las medidas más sencillas en política pública para contribuir a la reducción de emisiones, ya que se establece un costo por cada tonelada de dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2e</sub>) en los combustibles fósiles o emisiones medidas. Sin embargo, al no imponer un límite a las emisiones, el impuesto no garantiza que se alcance un determinado nivel de reducciones.

Bajo la Reforma Tributaria, se simplificó la carga impositiva a los combustibles pasando de tres impuestos distintos a dos. Uno de ellos solamente es aplicable a los combustibles líquidos, mientras que el otro grava las emisiones de CO<sub>2e</sub>. En términos generales, cada combustible fósil cuenta con una tasa impositiva diferente de acuerdo con la cantidad de CO<sub>2e</sub> que contienen y dicha tasa se actualiza trimestralmente en base a las variaciones del Índice de Precios al Consumidor del INDEC. En su origen se planificaba gravar unos 25 USD/tCO<sub>2e</sub>, finalmente se definió en alrededor de 10 USD/tCO<sub>2e</sub>, pero dada la depreciación cambiaria, actualmente se encuentra en 6-7 USD/tCO<sub>2e</sub>.

El impuesto grava a los productores e importadores de los combustibles para su uso final. También son sujetos del impuesto las empresas que refinan, produzcan, elaboren, fabriquen y/u obtengan combustibles líquidos y/u otros derivados de hidrocarburos en todas sus formas, directamente o a través de terceros. Además, deben pagar el impuesto los productores y/o elaboradores de carbón mineral. Quedan exentos del tributo aquellos agentes que utilicen los combustibles como insumos para la elaboración de otro bien, así como los combustibles que tengan exportación como destino final y el fuel oil destinado a transporte marítimo de cabotaje.

Por otro lado, y a diferencia de otros países donde los recursos recaudados impuestos al carbono son destinados al balance general, Argentina ha establecido disposiciones explícitas sobre la distribución y futuro uso de los recursos: Sistema Único de Seguridad Social (28,69%), Fideicomiso de Infraestructura de Transporte – Decreto

976/2001 (28,58%), Fondo Nacional de la Vivienda (FONAVI) ley N° 21.581 (15,07%), Tesoro Nacional (10,40%), Provincias (10,40%), Fideicomiso de Infraestructura Hídrica – Decreto 1381/2001 (4,31%), Compensación Transporte Público – Decreto 652/2002 (2,55%). Sin embargo, ninguna de estas asignaciones está directamente relacionada con acciones de mitigación o adaptación al cambio climático. Esto debería ser seriamente reconsiderado por la legislación y realizar una asignación más precisa que asegure que la recaudación se aplique en medidas mitigación y adaptación al cambio climático.

En el gráfico a continuación se observan los ingresos por el impuesto al carbono desde el 2018 al 2020 (Climate Transparency, 2021).

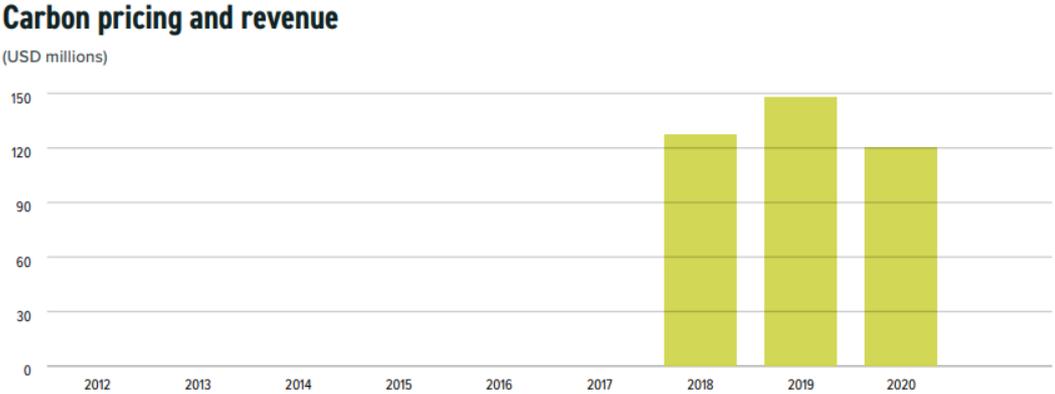
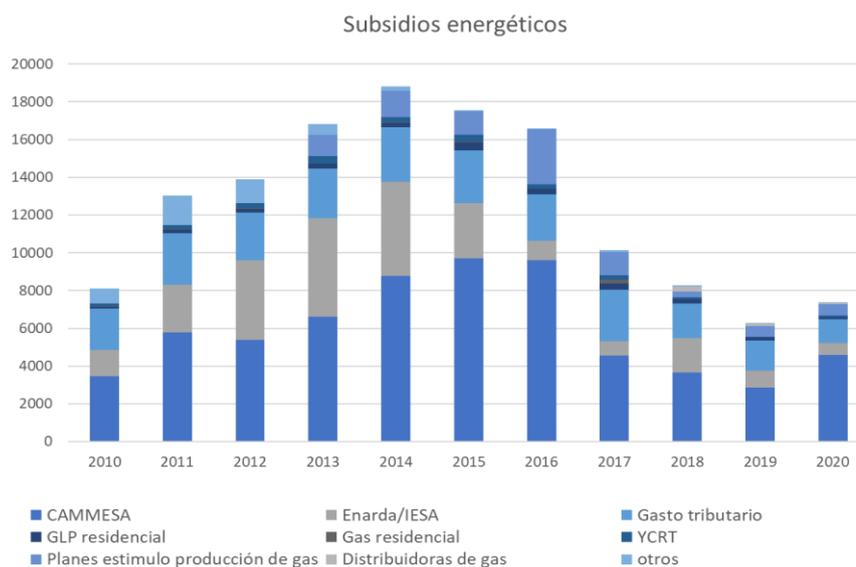


Figura 27. Recaudación en Argentina por impuestos al carbono. Fuente: Energy Policy Tracker 2021

Como otra cara de la misma moneda, los subsidios a los combustibles fósiles. Al igual que los subsidios a la energía, vistos en el capítulo 2, este tipo de subsidios no permiten el desarrollo de capacidades y tecnologías locales que contribuyan a la transición energética, ni generan equidad en el acceso a energías limpias y seguras. En el gráfico siguiente, se observa que durante el período 2018-2020 los desembolsos por subsidios a los combustibles fósiles estuvieron en alrededor de los 7.000 millones de USD anuales. Comparados con los aproximadamente 120 millones de dólares recaudados por impuestos al carbono, los subsidios representan unas 60 veces más.



**Figura 28.** Subsidios energéticos. Fuente: Elaboración propia con datos de FARN 2021.

Dentro de estos subsidios se contemplan los devengados a CAMMESA (incluye la porción renovable) y a ENARSA/IEASA por la importación de Gas Natural, gastos tributarios, planes de estímulo a la producción de gas natural, entre otros.

Los subsidios a los combustibles fósiles tienen una serie de impactos negativos climáticos, fiscales, sociales y de salud y un alto costo de oportunidad. Se podrían redirigir las decisiones en inversiones y el comportamiento de los consumidores hacia una economía baja en carbono y resiliente al cambio climático teniendo en consideración las externalidades negativas en el precio de los combustibles fósiles, mediante el aumento de los impuestos al carbono y la reducción o redirección de los subsidios. La comparación de costos nivelados de electricidad de las distintas tecnologías de generación no es completa si no se internalizan los costos generados por las emisiones de GEI en la estructura de precios. Contabilizar estas externalidades negativas pueden duplicar el costo de las tecnologías fósiles (Burtraw & Krupnick, 2012).

Es importante mantener una coherencia en las políticas públicas energéticas con respecto a la premisa de “quien contamina, paga” y, como se mencionaba en el punto anterior, entre políticas públicas y planes de las áreas de producción, economía, social, entre otras, con el objetivo de mejorar la seguridad jurídica, incentivar inversiones.

Surge la idea del redireccionamiento de estos subsidios como fuente de financiamiento de la transición energética hacia una matriz diversificada, descentralizada, basada en recursos energéticos renovables, baja en emisiones, y que además promueva el desarrollo de capacidades y tecnologías locales. Es importante destacar que las reformas fiscales verdes, al afectar directamente al precio de los combustibles, tienen un impacto en toda la economía. Si bien la finalidad es buscar generar una solución a los problemas ambientales, se trata de medidas que deben contener un análisis de impacto global en todos sus aspectos, como ser la industria, el transporte y las diferentes cargas sociales a la población.

Por otro lado, es probable que en el corto plazo surjan barreras para arancelarias relacionadas a las emisiones de gases de efecto invernadero en las cadenas productivas (Huella de Carbono de producto), por lo que considerar herramientas como los bonos de carbono o certificados de energía renovable son interesantes para continuar y ampliar con el potencial exportador del país. Con respecto a los bonos de carbono, Argentina no cuenta con un sistema de precios de carbono como mecanismo de mercado afianzado para internalizar los costos

externos de las tecnologías fósiles. Este mecanismo resulta interesante para el desarrollo de proyectos de recuperación de metano de basurales o de planta de tratamiento de efluentes, así como para proyectos de generación de bioenergía a partir de residuos o subproductos (waste to energy).

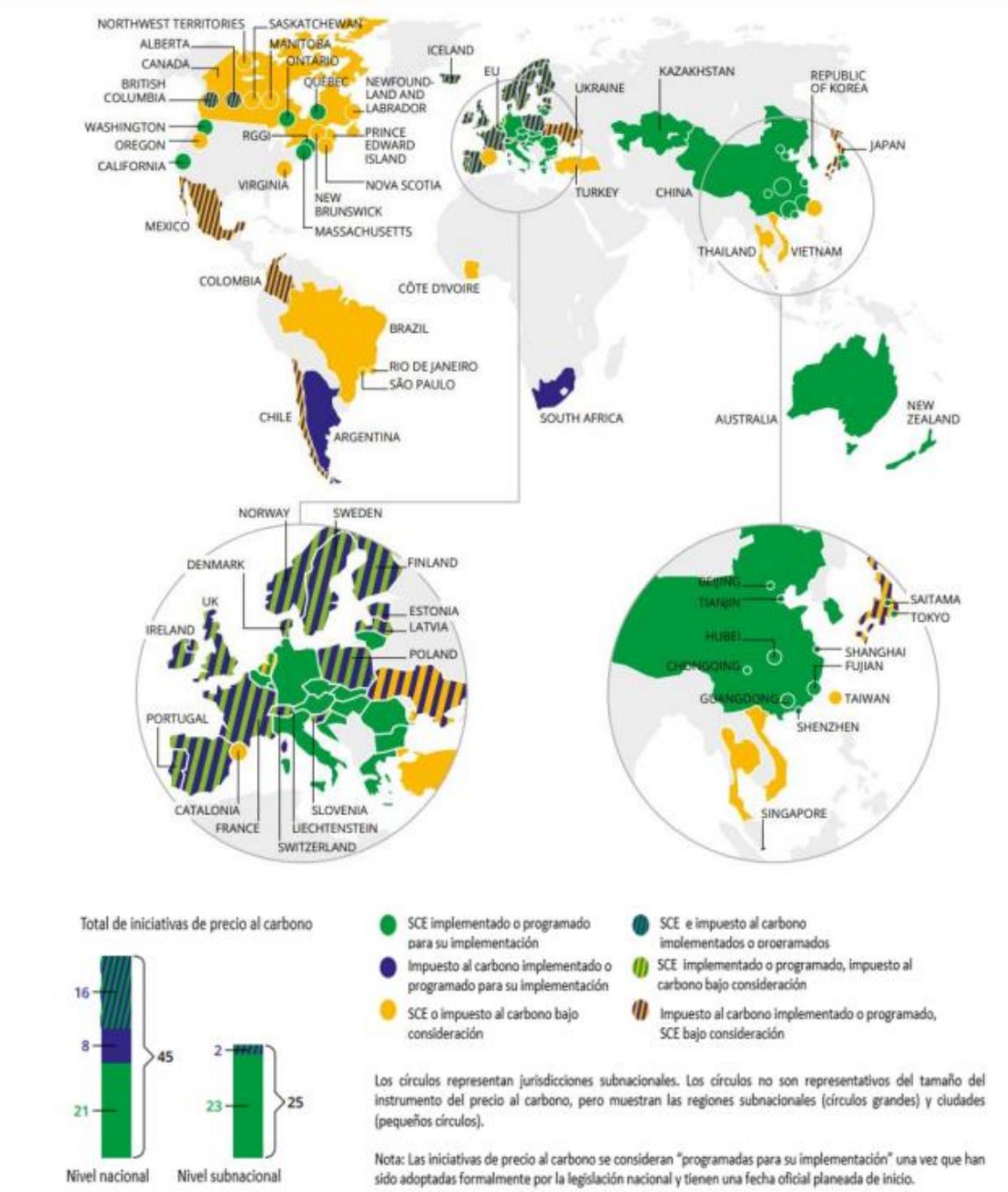


Figura 29. Mapa de las iniciativas de precio al carbono a nivel nacional, regional y sub-nacional mediante impuestos al carbono o SECs<sup>33</sup>. Fuente: Banco Mundial, 2018.

<sup>33</sup> SEC: Sistema de Comercio de Emisiones

## 5.2.5. Políticas Públicas

### 5.2.5.1. Políticas públicas para reducir la pobreza energética

Los programas socio-energéticos que pueden proponerse son:

- esquemas de descuentos sociales a las tarifas, que tendrán un impacto en el valor de la energía
- compensaciones económicas que se reflejarán directamente sobre el gasto energético
- medidas de impulso a la eficiencia energética en los hogares que apuntan a mejorar el uso de la energía en el hogar y con ello una reducción del gasto en energía.

Respecto a los programas de eficiencia energética orientados a hogares vulnerables, es importante destacar que la demanda final de energía del hogar puede no reducirse. Si el hogar presenta una situación de demanda insatisfecha de energía previo a la aplicación de medidas de eficiencia energética, es probable que el margen de ingreso disponible ganado lo utilice para acercarse a una situación de confort (Griffa, 2019). Además, la condición de pobreza energética está asociada de manera directa a los precios de la energía y de manera indirecta a las condiciones de vivienda de las familias, teniendo en cuenta que el recambio tecnológico por equipos más eficiente es bajo o nulo y que la situación de aislamiento térmico de las viviendas es deplorable.

Las familias de menores ingresos muchas veces habitan viviendas que carecen de la infraestructura adecuada situación que les genera un mayor consumo de energía para climatizar los ambientes a una temperatura adecuada. Ello sería una de las características que involucran la ineficiencia energética, aunque en la problemática también hay que considerar los electrodomésticos viejos e ineficientes, así como el tipo de lámparas utilizadas para la iluminación, todo ello hace que dichos hogares necesiten una mayor cantidad de energía en relación con otros hogares para satisfacer las mismas necesidades. Y, por supuesto, un mayor requerimiento de energía se termina reflejando en una abultada factura de electricidad que dichas familias no pueden afrontar dado su nivel de ingresos. (Griffa, 2019).

Además, implementar medidas de eficiencia energética con programas de recambio tecnológicos o de cambio de hábitos, es preciso acompañar en la educación desde temprana edad para dar los argumentos necesarios y que en la sociedad se entienda en profundidad cuáles son los beneficios a nivel individual y general.

Cabe destacar que los esquemas de descuento sociales a las tarifas de energía podrían estar apuntados a aquellos deciles poblacionales en situación de pobreza o indigencia energética. Es decir, la propuesta implica la quita de subsidios a la generación, que termina siendo un subsidio generalizado y en términos absolutos beneficia mayormente a aquellas porciones de la sociedad con mayor consumo energético (es decir, con mayor riqueza). Como se destacó en el Capítulo 1, es menester redirigir estos subsidios a los sectores que lo requieren.

### 5.2.5.2. Participación público-privada

El objetivo de la propuesta es atraer la participación privada al servicio de las políticas públicas. Para ello se requiere una gobernanza adaptativa público-privada para escuchar a todos los actores y para el diseño de las políticas públicas innovadoras. Por ejemplo, el caso uruguayo de “Política Energética Uruguay 2008-2030” fue construido con:

- mecanismos de consulta permanente a nivel federal
- estrategias para adelantarse a potenciales conflictos
- búsqueda de soluciones win-win
- condiciones claras y transparentes para la participación privada
- debates y mesas redondas interdisciplinarias obligatorias previo al dictado de políticas regulatorias.

No es posible construir un sistema solamente basado en las visiones tecnológicas y económicas, sino que es necesario considerar además cuál es la voluntad de la sociedad. Ello se podría lograr mediante coordinación interprovincial para intercambio de información, implementación de audiencias públicas vinculantes como consecuencia de procesos participativos e inclusivos y la institucionalización de la participación ciudadana. En este sentido se realizó en Abril 2022 la primera reunión de la Conferencia de las Partes del Acuerdo de Escazú<sup>34</sup> que dará lugar a los trabajos para la implementación del acuerdo que busca dar garantías en torno a tres ejes: el acceso a la información, la participación pública y el acceso a la justicia en asuntos ambientales. El Acuerdo de Escazú es un acuerdo para América Latina y el Caribe y es una herramienta que estructura esa participación como marco un ordenador complementario pero fundamental.

#### 5.2.5.3. Políticas de inclusión y diversidad

Muchos de los obstáculos que impiden una equidad de género se deben a normas sociales y culturales arraigadas. Políticas y normativas laborales que favorezcan la formación y desarrollo de competencias, integración de las perspectivas de género, creación de redes y mentorías de apoyo, acceso a la educación y formación, objetivos y cuotas de género, conciliación entre vida personal y laboral, son algunas propuestas para dar solución a la problemática de género. En la mayoría de los puntos enumerados existen políticas o iniciativas en desarrollo o implementación, pero se debería accionar para asegurar que sean extensivas al sector energético en particular, articulando con las áreas de coordinación correspondientes.

### 5.3. Plan de Información y Comunicación

La necesidad de contar con un plan comunicacional para la inclusión de la sociedad y promoción de las renovables radica en poner a disposición los conocimientos técnicos, los incentivos económicos y los beneficios ambientales. Asimismo, debería aportar a reducir la incertidumbre futura de la transición energética y demostrar coherencia para apalancar la confianza necesaria para bajar las barreras financieras. Frente a este escenario, se propone que las medidas seleccionadas del presente estudio se traduzcan en un Plan Comunicacional, para promover la aceptación y promoción del consumo energético responsable y del impulso de la generación energética renovable.

#### 5.3.1. Consideraciones generales

Predicar con el ejemplo es una clave fundamental para que el mensaje sea captado y aceptado. Para lograrlo, el plan comunicacional debe circunscribir como primer público objetivo al Estado mismo, para trabajar puertas adentro con el fin de constituirse en un emisor institucional sólido e íntegro y establecerse, a través de los organismos públicos, como impulsor de las energías renovables y de los recursos energéticos distribuidos.

No será posible proponer una transformación si el propio emisor no se ha transformado. El cambio de hábitos es un proceso complejo a nivel social e incómodo a nivel individual, que empezará por las personas que forman parte de los organismos estatales, tal como lo indica la Ley Yolanda N° 27.562<sup>35</sup>, en su artículo primero. Los funcionarios públicos sensibilizados y conscientes de la necesidad de llevar adelante los cambios de hábito y las acciones propuestas en este estudio, son condición necesaria para la construcción de un accionar estatal coherente sobre el que se desarrolle un vínculo de credibilidad con la población. En este mismo sentido actúa la

---

<sup>34</sup> <https://acuerdodeescazu.cepal.org/cop1/es>

<sup>35</sup> [Ley Yolanda](#)

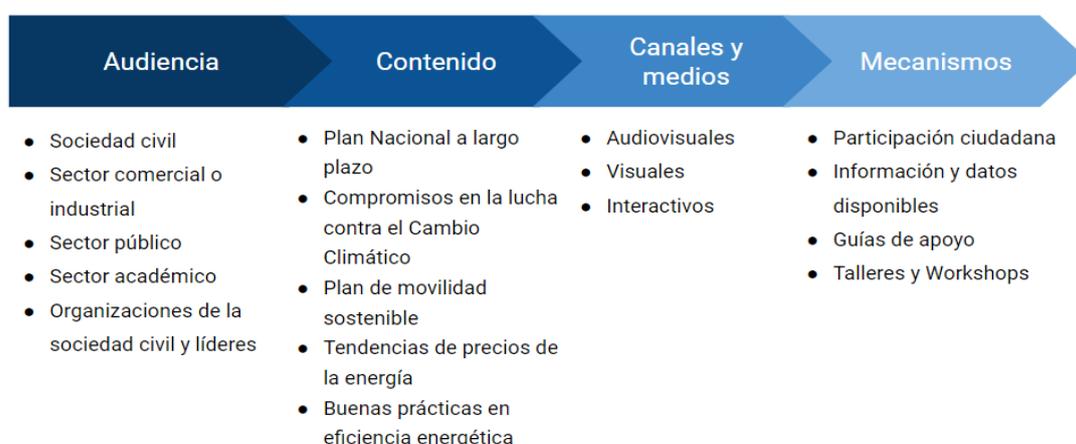
ley N° 27.621<sup>36</sup> para la Implementación de la Educación Ambiental Integral, que establece al conjunto de los niveles educativos del país como espacios de multiplicación de la misma visión y abordaje que se desarrollan en el presente estudio.

Por otro lado, todos los individuos comprenden los mensajes que reciben desde sus propios marcos interpretativos, basados en sus experiencias previas, sus valores, su nivel socioeconómico y su estilo de vida. Por lo que habría que:

- Segmentar la audiencia del plan comunicacional por criterios geográficos, etarios y socioeconómicos.
- Distinguir los valores, percepciones y aspiraciones de cada uno de los segmentos de la audiencia establecidos que serán insumo para el diseño del plan de comunicación.
- Identificar qué se quiere comunicar y cuáles son las consecuencias, las limitantes y los beneficios para la audiencia objetivo.
- Elaborar el plan comunicacional con argumentos que interpelen y resulten significativos a la audiencia objetivo.

En relación con el último punto, ello implica que los argumentos puestos en juego en el plan comunicacional sean a la vez:

- Racionales: expuestos de manera clara y transparente, pensados para público no experto, pero sin recurrir al discurso pedagógico. La urgencia, complejidad y universalidad de la transformación requiere el uso de un lenguaje simple y accesible.
- Emocionales: apelando a la responsabilidad y solidaridad implicadas en la equidad intergeneracional y/o a sentimientos de orgullo personal y ejemplaridad, a través de recursos discursivos que variarán según el público específico.



**Figura 30.** Plan de comunicación. Fuente: Elaboración propia.

<sup>36</sup> [Ley de Educación Ambiental Integral](#)

### 5.3.2. Audiencia

Todos los actores deben ser parte de la recepción del mensaje para luego implementar un cambio. De esta forma, como ya se mencionó anteriormente, es necesario identificar los actores involucrados dentro de cada segmento de la audiencia objetivo y a partir de allí evaluar los distintos canales y mecanismos de comunicación que mejor se adecuen. Conocer las normas culturales dominantes, así como el nivel socioeconómico, permitirá diseñar piezas y acciones comunicacionales cuyos argumentos interpelen y resulten más significativos. Es importante vincular los beneficios con la problemática del territorio particular, identificando y señalando los impactos socioambientales que allí ocurren.

Los principales grupos de audiencia serían:

#### 5.3.2.1. Sociedad civil

En este grupo se encuentra la población en general, es necesario identificar las normas culturales y comprender sus lógicas de funcionamiento de cada territorio para que la comunicación sea efectiva y las propuestas eficientes. Es decir, la comunicación debiera ser diversificada para que interpele a públicos con grado heterogéneo de involucramiento y sensibilidad con las problemáticas socioambientales. El primer objetivo es la sensibilización con la temática de cambio climático y transición energética. Luego le sigue generar confianza y bajar la percepción de riesgo en torno a los empleos del futuro, los precios de la energía y la implementación de proyectos de eficiencia energética y energía renovables.

Para este segmento es importante conectar fenómenos generales (el clima, la industria, la producción energética) con actividades cotidianas en entornos ordinarios (la casa, la calle, el trabajo) a fin de hacer evidente la retroalimentación entre lo individual y lo comunitario.

#### 5.3.2.2. Sector comercial y/o industrial

Considerando los sectores comerciales e industriales, el objetivo es el de generar confianza para promover las inversiones y potenciar los beneficios. En este sentido, interesa fortalecer la seguridad jurídica, generar señales de precios robustas, brindar asesoramiento técnico y facilitar mecanismos de financiamiento.

#### 5.3.2.3. Organismos de gobierno (locales, provinciales y nacionales)

Como se detalló previamente, predicar con el ejemplo es fundamental. El propio Estado como público objetivo, para trabajar puertas adentro entre las distintas áreas el plan debe confeccionarse involucrando a todas las áreas y que a su vez sirva de guía para el desarrollo de acciones coherentes con el plan a largo plazo. Fortalecer y promover la implementación de planes de eficiencia energética en edificios públicos, instalar energías renovables en espacios públicos -convirtiéndose en usuario-generador de energía renovable-, y capacitar a sus empleados en buenas prácticas ambientales, son algunos ejemplos de las oportunidades existentes desde los organismos de gobierno.

#### 5.3.2.4. Sector académico

Otro sector fundamental para la comunicación e información. Debe incluir los diversos niveles, ya que como se comentó en el Capítulo 4, la educación es fundamental para la transmisión de conocimientos e implementación de cambios de hábitos.

Desde el año 2016 se han implementado programas de educación energética y ambiental, articulados entre las carteras nacionales de educación, ambiente y energía, y las áreas provinciales de educación<sup>37</sup>. Asimismo, se han desarrollado diferentes iniciativas desde el INET (Instituto Nacional para la Educación Técnica) con el apoyo de la Secretaría de Energía.

Se deberían potenciar las iniciativas existentes o con experiencias satisfactorias, identificando las adecuaciones y extensiones necesarias para alcanzar escuelas, universidades, centros de formación, e instituciones científicas, entre otras.

#### 5.3.2.5. Organizaciones de la sociedad civil y líderes de opinión

Estos actores deben ser aliados para multiplicar el mensaje y ser fuentes de confianza hacia las comunidades. Estas organizaciones pueden ser organizaciones no gubernamentales, sociedades de fomento, parroquias, escuelas, clubes, personalidades reconocidas, comunicadores locales, “influencers” de las redes sociales u otras instancias comunicacionales que puedan surgir en el futuro. Pueden ser actores con influencia en sus comunidades que ayuden a instalar el tema en sus territorios y funcionen como líderes del cambio.

Este segmento es importante dado que los emisores gubernamentales, salvo de escala municipal, pueden resultar distantes y hasta ajenos a sus diversos públicos. La sociedad civil requiere una comunicación desde la comprensión y la empatía con la realidad, más allá de la mera transmisión de la gravedad del problema y la urgencia del cambio. En este sentido, las organizaciones que trabajan en el día a día con las comunidades pueden ser voceros con mayor capacidad de interpelación por su vínculo de cercanía con la población.

#### 5.3.3. Contenido

El enfoque territorial, haciendo referencia al barrio, el pueblo, la ciudad, es un primer recurso para acercarse a los destinatarios. De la misma manera, tener en cuenta el grupo etario destinatario permite adecuar el lenguaje que permita la aceptación de lo que se comunica.

El contenido que es importante comunicar en materia de transición energética es:

- El Plan Nacional de Mitigación y Adaptación en Argentina<sup>38</sup> a 20 y 50 años para incrementar la previsibilidad. Un plan a mediano y largo plazo coherente con las políticas públicas generales permite crear certidumbre y confianza en el futuro. Argentina necesita una hoja de ruta que articule los incentivos del sector público y el sector privado, dando un horizonte de visibilidad para la toma de decisiones de inversión a 2030 y más allá. El plan de la transición energética nacional debe establecer

---

<sup>37</sup> <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/eficiencia-energetica/educacion-en-sustentabilidad-energetica>

<sup>38</sup> [Plan Nacional de Mitigación](#) y [Plan Nacional de Adaptación](#)

los objetivos de largo plazo, así como las metas de corto plazo asociadas a indicadores que permitan realizar el seguimiento continuo de los resultados de la transición energética.

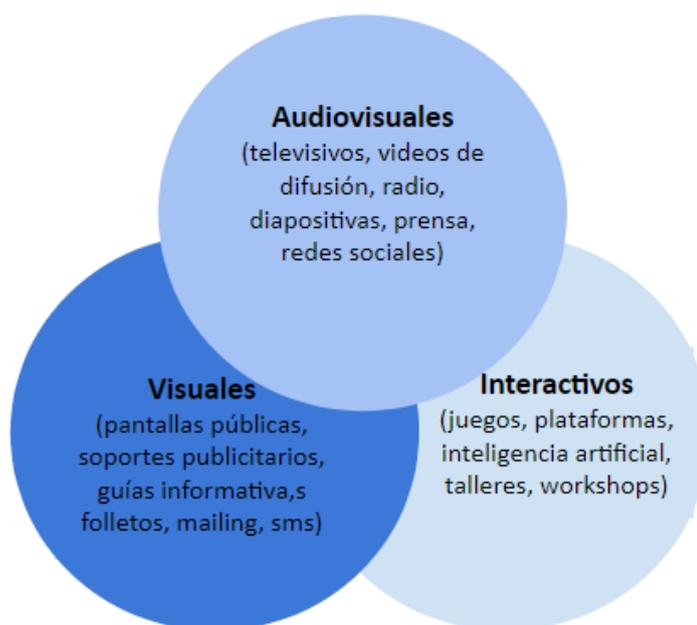
- Dar a conocer los compromisos nacionales en la lucha contra el cambio climático en sus Contribuciones Determinadas a nivel Nacional (NDC) y las acciones a implementar en materia de mitigación y adaptación manteniendo la coherencia con las demás políticas públicas. Por ejemplo, la promoción de inversiones en hidrocarburos debe estar enmarcada dentro de los objetivos de mitigación a los que el país ya se comprometió y a su plan de transición energética.
- Un plan de transición en el sector del transporte hacia la electromovilidad o en base a combustibles limpios con escenarios de sensibilidad para mejorar el nivel de confianza.
- Estudios de tendencias de precios de la energía en función de los planes a largo plazo.
- Buenas prácticas de consumo consciente: uso responsable de energía y de agua, separación de residuos, entre otras.

#### 5.3.4. Canales

Los canales son el soporte mediante el cual se transmiten los mensajes. Para elegir el canal es fundamental conocer el receptor y sus aspectos económicos y sociales, pero también hay que tener en claro el objetivo y el contenido a transmitir según las prioridades. Los canales pueden variar también dependiendo si el usuario dispone de recursos tecnológicos (documentos impresos o digitales), la edad (presencial o virtual), tipo de usuario (residencial, comercial, público, privado), conceptos de inclusión y género.

Algunos medios o canales de acceso para empezar a “dialogar” con la población y plantearle la necesidad de un cambio pueden ser:

- audiovisuales: por redes, sobre todo pensando en los jóvenes y adolescentes, radio y televisión (jóvenes y adultos)
- visuales: mailing, pantallas y cartelería públicas, banners
- didácticos o interactivos: juegos, equipos con realidad virtual pensado para eventos



**Figura 31.** Canales de comunicación. Fuente: Elaboración propia.

### 5.3.5. Mecanismos

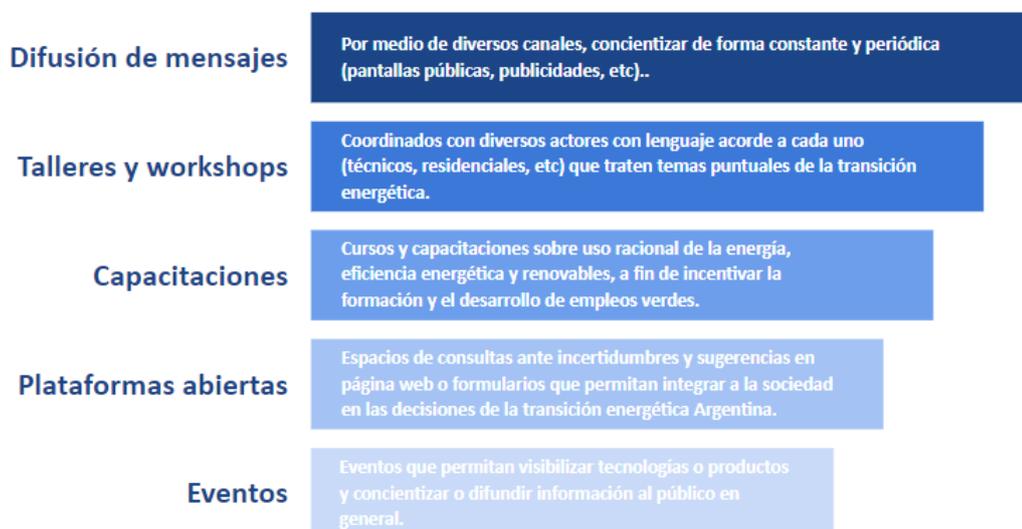
Los mecanismos abarcan las distintas instancias o iniciativas que se llevan adelante para transmitir el mensaje y pueden ser por medio de diversos canales descritos anteriormente. Se destacan los principales puntos:

- Es fundamental contar con la participación ciudadana para la viabilidad de cualquier política, medida o acción que quiera llevarse adelante. Para ello la información debe estar disponible y accesible para toda la ciudadanía y al mismo tiempo espacios que permita que puedan participar de las instancias que involucran la transición energética.
- También es importante considerar instancias acordes a las edades y público específico, tales como: charlas presenciales sobre cómo hacer un uso responsable de la energía para adultos mayores, juegos didácticos sobre la importancia del cambio climático, capacitaciones y cursos técnicos para instalación de paneles solares, aplicaciones sobre la huella de carbono personal para adolescentes.
- Las instancias de comunicación deben ser constantes, dinámicas y continuas en el tiempo, como también rápida e inmediata cuando se requiera.
- Se debe contar con diversos soportes de apoyo tales como datos disponibles, plataformas abiertas, guías y manuales técnicos de divulgación de información.

Un mecanismo interesante para mejorar la participación ciudadana son los talleres/workshops que permite identificar puntos críticos para la viabilidad de cualquier política, medida o acción que quiera llevarse adelante

- Consulta sobre incertidumbres.
- Establecer procesos y diseñar herramientas para la transversalización de adaptación basada en comunidades. Soluciones basadas en el desarrollo comunitario y territorial.

- Enfoque territorial: desarrollo a partir de las realidades, puntos fuertes y débiles particulares de cada comunidad o región. Se fundamenta en la toma de conciencia creciente del papel de los recursos endógenos y en la búsqueda de un desarrollo duradero originado en las fuerzas vivas locales y destinado a estas. Se caracteriza, además, por procesos de toma de decisión ascendentes (bottom-up), participativos, integrados e innovadores.



**Figura 32.** Mecanismos de comunicación. Fuente: Elaboración propia

Todo lo descrito anteriormente, debe ser parte de una política de comunicación social-técnica, que forme competencias en todos los actores, que promueva la articulación e intercambio, establezca procesos y diseñe herramientas para la transversalización de adaptación basada en comunidades.

La transformación que propone este Plan tiene una temporalidad distinta: no es intensa sino constante. Es un proceso que por su complejidad se desplegará en el largo plazo, a medida que las modificaciones estructurales se vayan implementando, pero también a medida que las normas culturales del modelo de crecimiento ilimitado vayan cediendo espacio a otros modos de entender el progreso y la prosperidad social.

## Conclusiones y Directivas Futuras

En el presente apartado se desarrollan las conclusiones del documento, y se consideran y sintetizan posibles directivas de trabajo futuras, que se desprenden de las propuestas planteadas en cada capítulo.

Como se ha descrito en la introducción al presente trabajo, el cambio climático es una problemática compleja que posee una fuerte causal sistémica en su desarrollo. Debido a esta premisa, las soluciones a este desafío común de la humanidad deben plantearse desde esa misma óptica, abordando una multiplicidad de medidas en paralelo que consideren las complejidades económicas, sociales y ambientales, y que busquen “apalancar” el sistema humano-biológico desde diferentes aristas.

En este sentido, como se plantea a partir de los capítulos 1, 2 y 5, es necesario tomar medidas a diferentes niveles, tanto macro como micro sistémicos, ya que la macroeconomía, el ambiente y sus recursos, la necesidad de la sociedad y el sector energético, están íntimamente relacionados.

Como se desprende a partir de los capítulos 3 y 4, también se puede concluir que la mayor parte de las soluciones, están relacionadas con cómo la sociedad enfrenta y responde a los problemas de esta realidad, qué mentalidad y voluntad aplica para enfocarse hacia el desarrollo sostenible y qué aptitud para el cambio, aprendizaje y evolución irá desplegando a lo largo del tiempo, en tanto vayan desarrollándose las funciones necesarias a nivel institucional y privado para sostener el nuevo futuro.

Considerando a la sociedad y lo que ésta haga como pilar fundamental para el cambio, es importante remarcar que, cada vez más, no será posible lograr un futuro sostenible si no se busca y asegura la equidad en el desarrollo mediante la participación de todas las partes involucradas. Este debe ser un argumento y enfoque basal al momento de diagnosticar, pensar, diseñar, decidir e implementar cualquier nueva solución. Debido a esto es que la interacción institucional pública como catalizadora que garantice la participación y la expresión de la voluntad colectiva, y que permita canalizar todas las voces para facilitar la construcción de las soluciones que se necesitan, es cada vez más requerida y central, y no puede prescindir a la vez del activo involucramiento del sector privado, que en definitiva es el motor del desarrollo que lleva las soluciones a la práctica.

Dicho esto, por lo tanto, como premisas que se desprenden de este trabajo, se enumeran las siguientes recomendaciones para el desarrollo energético sostenible de Argentina:

- a. **Regularizar el funcionamiento del sector energético** de acuerdo con sus normativas constitutivas (ley 24.065, entre otras).
- b. **Actualizar y aplicar los beneficios y exenciones fiscales** a la innovación de las nuevas tecnologías renovables.
- c. **Promover activamente el desarrollo de las redes eléctricas** para aumentar la capacidad de transporte de la nueva potencia a instalar.
- d. **Fomentar la implementación de los marcos normativos y mejores prácticas regulatorias** para el desarrollo de la generación distribuida (ley 27.424, entre otras).
- e. Comenzar a desarrollar **normativa y planes nacionales sobre tecnologías de hidrógeno y acumulación eléctrica**.

- f. **Crear una Agencia Nacional de Energía** de carácter autárquico, que coordine y lidere política y técnicamente el desarrollo energético sostenible en consenso e interacción con las provincias y la sociedad.
- g. **Promover la extensión de objetivos del marco normativo de energías renovables** (ley 27.191, entre otras).
- h. **Establecer objetivos de descarbonización en el sector del transporte**, promoviendo el desarrollo de la industria de movilidad sostenible basada en vehículos eléctricos y a hidrógeno.
- i. **Abrir a la competencia la generación distribuida y la comercialización de energía** a nivel distribución.
- j. **Promover la eficiencia energética** regulando mecanismos para ello en el sector público y privado.
- k. **Promover la contractualización de generación distribuida entre partes**, incluyendo esquemas de generación colectiva.
- l. **Eliminar progresivamente y por completo subsidios actuales** en la oferta de energía, transporte y combustibles, redirigiendo el ahorro por su reducción a capitalizar el aumento de la capacidad de generación con energía renovable, y capturar el aumento de productividad del sistema para reinvertirlo anualmente en descarbonizar y mejorar la competitividad, eficiencia y costos del sector energético.
- m. **Replantear subsidios en la demanda de energía, transporte y combustibles**, como descuentos a las tarifas, descentralizando su gestión y financiación en cada jurisdicción, otorgándolos contra solicitud individual con comprobación de necesidad, y calculándolos de manera tal de cubrir la diferencia entre costo real sobre ingresos y umbral de pobreza energética.
- n. **Limitar la capacidad del Poder Ejecutivo Nacional de fijar precios estacionales mayoristas** a la energía por debajo de los costos monómicos medios.
- o. **Readecuar estructuras tarifarias** en distribución para eliminar subsidios distorsivos, y llevar el modelo de negocio de distribuidoras hacia operación y mantenimiento de red, con pass-through de energía y competencia en comercialización de energía con generación distribuida y comercializadores o agregadores de demanda.
- p. **Activar la financiación pública** al aumento de capacidad en renovables y el desarrollo local tecnológico, implementando los fondos FODER, FODIS y marco FANSIGED de acuerdo con normativa vigente.
- q. **Activar la financiación privada** hacia proyectos de sostenibilidad energética y renovables mediante mecanismos de bonos verdes, créditos de reducción de emisiones GEI, créditos de eficiencia energética, créditos de energía renovable, etc.
- r. **Fomentar mecanismos de crowdfunding y finanzas descentralizadas** con tecnologías Blockchain para estimular el desarrollo de modelos de generación y acumulación distribuida colectivos.
- s. **Promover la financiación de la demanda de sistemas de generación distribuida** con cuotificación igual a los ahorros generados, para reducir barrera de acceso al flujo de fondos de alta inversión inicial.
- t. **Activar y desarrollar todos los roles de mercado** necesarios para implementar la transición: instaladores, proyectistas, integradores de tecnología, comercializadores de tecnología, fabricantes de

tecnología, desarrolladores y mantenedores de infraestructura energética, comercializadores de energía, generadores y acumuladores de energía, desarrolladores de software y digitalización.

- u. **Coordinar a las instituciones y ONGs relevantes, liderar y catalizar la discusión**, construcción y mantenimiento de visión colectiva hacia un futuro energético sostenible.
- v. **Fortalecer las capacidades científicas, tecnológicas y de innovación locales** con un enfoque técnico en las tecnologías basadas en los recursos renovables y de bajas emisiones de GEI.
- w. **Integrar al sistema educativo** temáticas relacionadas con el desarrollo sostenible y la transición energética a fin de incentivar la transferencia tecnológica de recursos humanos de alta calificación.
- x. **Impulsar la agregación de proyectos** con el objetivo de reducir barreras de mercado, generar economías de escala, agregación de valor en origen y aumentar la rentabilidad de proyectos.
- y. **Potenciar la generación distribuida por medio de modelos comunitarios**, integrando a las cooperativas de energía, reduciendo costos de inversión individuales y aumentando las oportunidades de desarrollo de energías renovables de baja y media escala.
- z. **Promover las áreas de Innovación y Desarrollo (I+D)** para desarrollar nuevas capacidades, herramientas, equipos y conocimientos que favorezcan un mejor aprovechamiento de los recursos renovables.
- aa. **Elaborar e implementar un plan de transición energética** como política pública multidimensional de largo plazo, con articulación de todos los actores.
- bb. **Impulsar políticas públicas** que promuevan la concientización, la inclusión y diversidad, reduzcan la pobreza energética y promuevan la participación público-privada.
- cc. **Diseñar e implementar un plan comunicacional que acompañe la transición energética, promoviendo todas las acciones descritas en el estudio.**

## Bibliografía

- ADEERA (2018). Informe Ejecutivo “Tarifas & Ingresos”, Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA). [Link](#)
- Amigos de la Tierra (2016). Energía: Acceso y Suficiencia. Ya es suficiente: la "suficiencia energética" como parte integral necesaria para garantizar acceso a la energía. [Link](#)
- Asociación de Empresas de Eficiencia Energética - A3e (2011). “Documentación de Grupo de Trabajo ‘Certificados Blancos’”, España, [link](#).
- Balbina Griffa (2019). “Explorando el concepto de pobreza energética”, CIEPE - Centro de Investigación en Economía y Planificación Energética, Universidad Nacional de San Martín, Argentina. [Link](#)
- Banco Mundial (2018). “State and Trends of Carbon Pricing 2018”, World Bank Group, Washington DC, May 2018. [Link](#)
- BICE (2019). “Estados Contables del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables”, [link](#).
- Booram-Phelps et. al (2015). “F.I.T.T. For Investors. Crossing the Chasm. Solar Grid Parity in a Low Oil Price Era”, Deutsche Bank, [link](#).
- BYMA (2020). “Guía de Bonos Sociales, Verdes y Sustentables en el Panel de BYMA”, CNV, Argentina, [link](#).
- CACME (2016). “Propuesta Para La Regulación Federal Del Mercado Argentino De Generación Renewable Distribuida”, Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía (CACME), Argentina. [Link](#)
- Cámara Argentina de Energías Renovables (2021), Energías. Renovables en Argentina. Desafíos y Oportunidades en el contexto de la transición energética global, [link](#)
- CAMMESA (2022). “Factor de Emisión”, [link](#).
- CAMMESA (2022). “Informes mensuales Marzo, Abril y Mayo 2022”, [link](#)
- CAMMESA (2022). “Resumen Ejecutivo. Principales Variables MEM. Enero a Diciembre 2021 vs. 2020”, [link](#).
- CAMMESA - BIS (2022). “Indicadores principales MEM. Valores Marzo 2022”, [link](#).
- Climate Transparency (2021). “Climate Transparency Report: Comparing G20 Climate Action Towards Net Zero”. [Link](#)
- Daiana Perrone (2022). RADHEM, La Importancia de las ampliaciones de las redes de transporte eléctrico, [link](#)
- E. Bullrich et. al (2019). “Proyecto de Ley Heins S3290-/19”, Honorable Cámara de Senadores, Congreso de la Nación Argentina, [link](#).
- Enargas (2021). Informe gráfico “Pobreza e Indigencia Energética – Total País”, Ente Nacional Regulador del Gas - Enargas, Argentina. [Link](#)
- FAO (2020). “Actualización del Balance de Biomasa con Fines Energéticos en la Argentina”, FAO, 2020. [Link](#)

- FARN (2018). “Aspectos socio-ambientales de la transición energética en la Argentina”, FARN, Argentina, 2018. [Link](#)
- FARN (2021). “Subsidios a los combustibles fósiles y transición energética en la Argentina”, FARN, Argentina, 2021. [Link](#)
- Florencia Martinez Trobbiani (2018), Revista jurídica Universidad de San Andrés, A dos años de la implementación del Programa Renovar. Propuesta de un nuevo encuadre regulatorio, [link](#).
- Giumelli, L. (2022). “Transición Energética. Recursos Energéticos Distribuidos”, Programa de Formación de Líderes Energéticos, CACME, [link](#).
- Gonzalo Santamaría (2019), [www.abogados.com.ar](http://www.abogados.com.ar), Energías renovables 2020: perspectivas para los proyectos adjudicados bajo el Programa RenovAr, [link](#)
- Gonzalo Santamaría y Matías Soto (2021), [www.abogados.com.ar](http://www.abogados.com.ar) Energías renovables: el mercado entre privados se reactiva mientras proyectos RenovAr aguardan definiciones regulatorias, [link](#).
- Héctor Omar Etcheverry (2022), CADER y Embajada Británica en la República Argentina, Oportunidades de desarrollo del hidrógeno verde en Argentina y su contribución a la aceleración de la transición energética, [link](#).
- Henry W. Chesbrough (2003). “The Era of Open Innovation”, Massachusetts Institute of Technology, USA. [Link](#)
- ICMA (2021). “Green Bond Principles. Voluntary Process Guidelines for Issuing Green Bonds”, [link](#).
- I-REC Standard Foundation (2021). “The International REC Standard. The International Attribute Tracking Standard”, [link](#).
- IRENA (2021). “Renewable Power Generation Costs in 2020”, International Renewable Energy Agency, [link](#).
- J. Tuccillo et. al (2016). “Propuesta para la Regulación Federal del Mercado Argentino de Generación Renewable Distribuida”, CACME, [link](#).
- J. Tuccillo et. al (2019). “WEC24. Energía para la Prosperidad. Resumen del 24º Congreso Mundial de Energía”, Abu Dhabi, CACME, [link](#).
- Lazard (2021). “Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis - Version 15.0. October 2021”, [link](#).
- MacNaughton, J. (2016). World Energy Trilemma, World Energy Council. [Link](#).
- María de los Angeles Isgró (2022), Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata, El hidrógeno como vector energético: su obtención por electrólisis, [link](#).
- Mariano Tate (2022), Rubinzal - Culzoni, El 'impuesto al viento' ¿Un nuevo conflicto de distribución de competencias entre el Estado federal y local en la regulación económica de la generación eólica?
- Ministerio de Economía, Secretaría de Hacienda (2022). “Ejecución Presupuestaria de la Administración Nacional. Acumulado a Diciembre de 2021, Provisoria”, Gobierno de la Nación Argentina, [link](#).
- Ministerio de Economía, Secretaría de Hacienda - BIS (2022). “Capítulo I, Planilla Nº 1, Anexa al Art. 1 del Proyecto de Ley de Presupuesto 2022”, Gobierno de la Nación Argentina, [link](#).
- Mónica Panadeiros (2021), Konrad-Adenauer-Stiftung y Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas, FIEL, [link](#)

- N. Schwieters (2014). "The Road Ahead: Gaining Momentum from Energy Transformation", PwC, [link](#).
- Nicolás Eliashev (2007), Biblioteca "Enrique V. Galli" - Colegio de Abogados - La Plata, Sector eléctrico: crisis y después. Presupuesto y propuestas para una contribución regulatoria a la superación de la crisis, [link](#)
- Nicolás Eliashev (2021), EconoJournal, Contratos de energía eléctrica: una política de Estado que debe ser preservada, [link](#)
- Nicolás Pekins y Mariana Guzián (2018). Revista jurídica Universidad de San Andrés. Generación distribuida: el próximo paso en energías renovables, [link](#)
- OIT (2010). "Cambio climático y trabajo: la necesidad de una «transición justa»", Organización Internacional del Trabajo - OIT, Suiza, 2010. [Link](#).
- Roberto Bellato (2021), EconoJournal, Renovables: reclaman señales políticas para liberar prioridad de despacho y ampliar la red de transporte, [link](#)
- R.S. Dirzo et. al. (2009). "Combustible Hidrógeno para el Ciclo Rankine", Educación Química para un Futuro Sostenible, Scielo (Scientific Electronic Library On Line), México, [link](#).
- R. Calvo y otros (2021), "Desarrollo de indicadores de pobreza energética en América Latina y el Caribe", serie Recursos Naturales y Desarrollo, N° 207 (LC/TS.2021/104), Santiago, Comisión Económica para América Latina. [Link](#)
- y el Caribe (CEPAL), 2021.
- Secretaría de Energía (2002). "Mercado Eléctrico Mayorista", [link](#).
- Secretaría de Energía (2019), Introducción a la generación distribuida de energías renovables, [link](#)
- Secretaría de Energía (2020), Programa Nacional de Etiquetado de Viviendas, Eficiencia Energética en Edificaciones, [link](#)
- Subsecretaría De Energías Renovables (2018). "Generación De Empleo Energías Renovables" , Ministerio De Energía, Argentina. [Link](#)
- UNICEN (2020). "Elementos Para Una Estrategia A Largo Plazo Baja En Carbono", Universidad del Centro de la Provincia de Buenos Aires - UNICEN.
- VERRA (2022). "Verified Carbon Standard", [link](#).
- World Bank (2022). "Tracking SDG 7: The Energy Progress Report", World Bank Global Electrification Database, International Energy Agency (IEA), International Renewable Energy Agency (IRENA), United Nations Statistics Division (UNSD), World Bank y World Health Organization (WHO). [Link](#)