

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

**ARGENTINA**

**APOYO A LA TRANSICIÓN HACIA UN SECTOR ELÉCTRICO SOSTENIBLE EN ARGENTINA  
(AR-L1406)**

**ANEXO DE ANÁLISIS ECONÓMICO**

Este documento fue elaborado por: Juan Pablo Brichetti

## I. Introducción

Argentina enfrenta desafíos económicos y sociales significativos tras la intensificación de la crisis macroeconómica en 2023. La economía experimentó una caída del 1,6%, el déficit primario fue de 2,9% del PBI, la inflación del 211,4%, con reservas netas negativas cercanas a US\$11.000 millones. Esta situación ha exacerbado la disminución de los salarios reales y aumentado la pobreza (41,7% en segundo semestre de 2023; INDEC).

En este contexto, en diciembre 2023, la nueva administración del Gobierno de Argentina (GdA) declaró el Sector de Energía en Situación de Emergencia y decidió revisar y rediseñar la estructura de subsidios de energía vigente. Asimismo, se comprometió con el Fondo Monetario Internacional (FMI) a reducir los subsidios energéticos, como parte de un plan para estabilizar la economía. Estas acciones procuran establecer una base fiscal sólida, disminuir la inflación, fortalecer las reservas internacionales, y focalizar los subsidios en los grupos más vulnerables, con el fin de garantizar que el gasto del gobierno sea eficiente y equitativo.

En el marco del acuerdo del GdA con el FMI, se incluye el apoyo complementario del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Mundial (BM) a reformas estructurales encaminadas a mejorar la focalización de los subsidios con especial atención a la necesidad de protección de los hogares vulnerables en este desafiante contexto. Para el 2024, el GdA apunta a lograr una cuarta parte de la meta de disminución del gasto público a través de la reducción de subsidios energéticos (0,7% del PBI). El GdA acordó con el BID un programa para acompañar el proceso de focalización de subsidios en el sector eléctrico, estructurado como un programa de inversión.

Este documento presenta, a través de un ejercicio de análisis costo-beneficio, la justificación económica de dicho programa. La operación ha sido denominada “Apoyo a la Transición hacia un Sector Eléctrico Sostenible en Argentina” (AR-L1406). La operación sigue el prototipo correspondiente, que fue aprobado y cuenta con un análisis económico para las principales intervenciones que ha sido debidamente validado. El presente análisis detalla la metodología, supuestos y demás elementos utilizados para determinar la viabilidad económica de la operación.

### Contexto Sectorial Histórico del Servicio Eléctrico en AMBA (1992-2023) del Programa de BID para la Sostenibilidad Energética<sup>1</sup>

A partir del año 1992 se modificó el modelo centralizado de gestión del sistema eléctrico a través de la Ley Nro. 24.065, sancionada en 1992, cuyo objetivo fue dinamizar los niveles de inversión y mejorar la eficiencia del sistema. El sector se separó en tres etapas: generación, transmisión y distribución, al tiempo que se estableció la normativa aplicable a cada una de ellas.

---

<sup>1</sup> Esta sección se encuentra basada en la nota encargada por el BID “Tarifas eléctricas y subsidios a la energía en la Argentina 2016-2024” elaborada por Economía & Energía (2024).

El transporte y distribución de electricidad fueron considerados servicios públicos y definidos como monopolios naturales, regulados por el Estado Nacional en el caso del transporte y por las jurisdicciones provinciales en lo que respecta a la distribución. Por su parte, la generación eléctrica, si bien continuó siendo regulada por el Estado, no fue considerada una actividad monopólica y pasó a funcionar bajo un esquema de libre competencia. Sin embargo, debe destacarse que la regulación estatal se mantuvo en términos de la operación de las centrales hidroeléctricas que requieren de una concesión por parte del Gobierno Nacional, así como en los nuevos proyectos de generación que, si bien no requieren de una concesión, deben ser registrados ante la Secretaría de Energía de la Nación.

Bajo este nuevo marco normativo, se creó el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) a fin de regular el transporte en alta tensión y la distribución de energía eléctrica en el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA). En tanto que la distribución a nivel provincial pasó a estar regulada por los entes provinciales de cada jurisdicción. En el caso del AMBA, con la particularidad de que las empresas que prestan servicio en el área -Edenor y Edesur- involucran territorios de dos jurisdicciones diferentes (Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la provincia de Buenos Aires), permanecieron bajo jurisdicción nacional.

Se instauró además el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que hizo necesaria la creación de una entidad encargada de su gestión y del despacho de la electricidad al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Esta función se delegó en una empresa mixta, Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA), cuyo capital accionario está dividido por partes iguales en cinco grupos: el Estado nacional y las asociaciones que representan a las empresas de generación, transmisión, distribución y a los grandes usuarios.

Concordantemente con este esquema, las tarifas a la energía eléctrica libre presentan hasta la actualidad una estructura que incorpora 5 componentes: (1) energía y potencia cuyos precios trasladados a la demanda son determinados por la Secretaría de Energía; (2) transporte en alta tensión, cuyos precios son de competencia federal, determinados por la Secretaría de Energía; (3) Fondo Nacional de Energía Eléctrica, cuyo valor determinado en \$/MWh es determinado por el gobierno nacional y la recaudación variable en relación a la energía demandada es administrada por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE); (4) Valor Agregado de Distribución (VAD) que corresponde a la distribución en media y baja tensión, cuyas tarifas son de competencia jurisdiccional, con excepción del AMBA, que están determinadas por el ENRE; (5) El último componente corresponde a los impuestos, de estos el 21% corresponde al IVA de alcance nacional y luego cada jurisdicción tiene la potestad de incluir otros impuestos.

Este esquema libre de subsidios en el sector eléctrico perduró hasta la finalización del régimen de Convertibilidad en el año 2001. La promulgación de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario Nro. 25.561 impactó en la totalidad de las relaciones contractuales existentes en el país. Asimismo, la ley determinó el fin de la convertibilidad cambiaria, alterando la estructura de costos y precios relativos internos con fuertes impactos sectoriales. Los primeros años de la posconvertibilidad estuvieron signados por la definición de un marco jurídico de excepción en vistas a sobrellevar la crisis económica, política y social. La excepcionalidad de la crisis económica y social que enfrentó la Argentina supuso una drástica modificación en las políticas orientadas al sector energético respecto de las instrumentadas en la década del 90.

Desde inicios de la década del 2000 las principales definiciones en materia energética que determinaron un incremento del volumen de subsidios se pueden sintetizar en:

- Diferenciación entre el costo monómico de generación (costo medio de la generación eléctrica) y el precio estacional abonado por la demanda.
- Se determinó la renegociación de los contratos de servicios públicos lo que condujo a la elaboración de Acuerdos Transitorios de Adecuación Tarifaria con las distribuidoras, aunque en los hechos prácticamente las tarifas de energía eléctrica del AMBA se mantuvieron inalteradas hasta el año 2016 y las de gas natural de todo el país hasta el año 2014.
- Prohibición de la indexación de contratos de la Administración Pública por lo que los precios y tarifas quedaron establecidos en pesos manteniendo la paridad uno – uno del peso con el dólar.

La postergación de los incrementos de los precios y tarifas energéticas fueron consolidando una importante masa de subsidios que fueron incrementando su peso sobre el PBI.

El principal factor en términos de relevancia que explica la evolución de los subsidios a los servicios eléctricos es la diferenciación entre el precio monómico (que representa los costos medios para la generación de energía eléctrica) respecto del precio estacional sancionado, que indica el costo de la energía eléctrica que deberá afrontar la demanda. La persistencia de un costo monómico de generación de energía eléctrica superior al precio estacional de la energía abonado por la demanda consolidó un volumen creciente de subsidios erogados por el Estado nacional a fin de garantizar la oferta de energía eléctrica. La creciente diferenciación del costo monómico de generación y el precio estacional se mantuvieron en niveles significativos a lo largo de las últimas dos décadas. Mientras que la cobertura del precio monómico por parte del estacional alcanzaba al 96% en 2002, en 2015 el precio estacional no alcanzaba a cubrir el 15% del costo de generación.

**Figura 1. Precio Monómico y Ratio de Cobertura de Costos de las Tarifas Histórico**



Fuente: Economía y Energía (2024). Nota: Los precios monómicos se encuentran medidos en dólares americanos (eje izquierdo). El ratio de cobertura de costos se obtiene dividiendo el precio estacional cargado en las tarifas a la demanda sobre el precio monómico (costo medio de generación). El ratio se encuentra medido en porcentaje (eje derecho).

Sin embargo, se debe destacar que el creciente nivel de subsidios sobre el precio de la energía desde mediados de la década del 2000 no se explica sólo por la falta de actualización del precio estacional de la

energía sino también por un incremento persistente en el costo monómico de generación, esto se debe fundamentalmente a: (i) el incremento del costo de los combustibles que abastecen al sector de generación térmico, (ii) La incorporación de potencia bajo la modalidad de contratos PPAs.

En vistas a disminuir el volumen de subsidios, a partir del año 2016 se instrumentaron medidas tendientes a incrementar el precio estacional de la energía eléctrica. Tras años de precios fijos en pesos del precio estacional, a través de la resolución MINEM Nro. 6 /2016 se determinó el primer incremento y luego, a partir del año 2017 se estableció un sendero progresivo de reducción de subsidios sobre el precio estacional, lo que condujo a que en el año 2019 se alcance un 68% de cobertura sobre el precio estacional, esto es, un incremento de 49 pp. respecto de 2015.

A partir de 2019, se inició un nuevo ciclo de congelamiento del precio de la energía hasta el año 2021, aunque los incrementos no permitieron recuperar el nivel de cubrimiento. Por tanto, en el marco de una elevada inflación doméstica, se incrementó nuevamente la brecha entre el precio estacional y el costo monómico de generación que en el año 2021 tuvo un cubrimiento del 36%.

Si bien, a partir del año 2022 se instrumentó la segmentación tarifaria, en los hechos sólo se quitaron subsidios sobre los sectores de ingresos altos. Sin embargo, la falta de actualización de precios en los sectores medios y bajos condujo a que el precio medio estacional residencial solo alcanzara a cubrir el 34% sobre el precio de la energía en 2023. Adicionalmente, también se llevó a cabo una reducida quita de subsidios sobre el sector comercial que en el año 2023 abonaron el 53% del costo (41 USD/MWh). Como resultado de esto, se produjo una acotada reducción de subsidios del sobre el sector energético.

Un segundo factor que contribuyó a explicar la evolución de los subsidios energéticos a nivel nacional fueron las demoras en actualizar la remuneración a los distribuidores (el valor agregado de distribución, VAD) en el AMBA. Con la sanción de la “Ley de Emergencia Económica” del año 2002 se pesificaron las tarifas y se facultó al Poder Ejecutivo a renegociar los contratos con las empresas proveedoras de servicios públicos, dando inicio a una década signada por la suspensión de los procesos de revisión tarifaria integral en los segmentos monopólicos y, en donde, las tarifas se abarataron significativamente en términos reales.

El marco regulatorio vigente contemplaba y contempla la instrumentación de revisiones de tarifas periódicas; en el caso del AMBA, la primera debía realizarse en 2002 pero fue postergada tras la declaración de la emergencia económica. Así, en una primera instancia, se optó por la suscripción de Actas Acuerdos destinadas a renegociar los contratos en el año 2006. Recién se iniciaría el proceso de revisión tarifaria integral (RTI), como establecía el marco regulatorio vigente, en el año 2016. En efecto, a inicios de dicho año, y en el marco del Decreto Nro. 134/2015 de “Emergencia Energética”, se publicó la Resolución del Ministerio de Energía y Minería (MINEM) Nro. 7/2016 que dispuso la eliminación de los subsidios que percibían los usuarios de EDENOR y EDUSUR en concepto de VAD y se realizó una readecuación tarifaria para cubrir los costos de operación del sistema y realizar mantenimientos e inversiones. Asimismo, se instruyó al ENRE a realizar la RTI cuyo objeto fue establecer la retribución que deberían percibir las empresas distribuidoras a fin de garantizar la correcta provisión del servicio.

A lo largo del año 2016 se realizaron las audiencias públicas con la presentación de las propuestas de las distintas compañías y finalmente la RTI fue aprobada en febrero de 2017 a través de las Resoluciones ENRE Nro. 63 y 64 estableciendo los Costos Propios de Distribución (CPD) de Edenor y Edesur para el quinquenio 2017-2021, allí mismo se establecía además el plan de obras comprometidas.

Se debe señalar, que a fin de establecer incrementos “graduales” se estableció un sendero de incrementos en el VAD en tres etapas: febrero 2017, noviembre 2017 que finalmente en el marco de las elecciones se trasladó al mes de diciembre 2017 y febrero 2018. Según las resoluciones citadas, cada etapa no podía implicar incrementos superiores al 42% (en términos nominales, lo que implicaba ajustes reales significativamente menores). A la vez, que se estableció que la contracción de ingresos que enfrentaron las distribuidoras por este mecanismo sería compensada en 48 cuotas consecutivos que se comenzarían a abonar en febrero de 2019. Por último, en el marco de estas resoluciones, se estableció un mecanismo de actualización semestral del VAD que contemplaba la evolución de los precios de la economía.

La recomposición de los ingresos de las distribuidoras, producto del aumento del VAD, fue acompañado en simultáneo por un sensible incremento en el precio estacional de la energía tendiente a disminuir los subsidios a la energía. De esta forma, desde 2017 se verificaron sensibles incrementos en las tarifas, por un lado, como consecuencia de los ajustes del VAD y por el otro como resultado de los incrementos en el precio estacional de la energía.

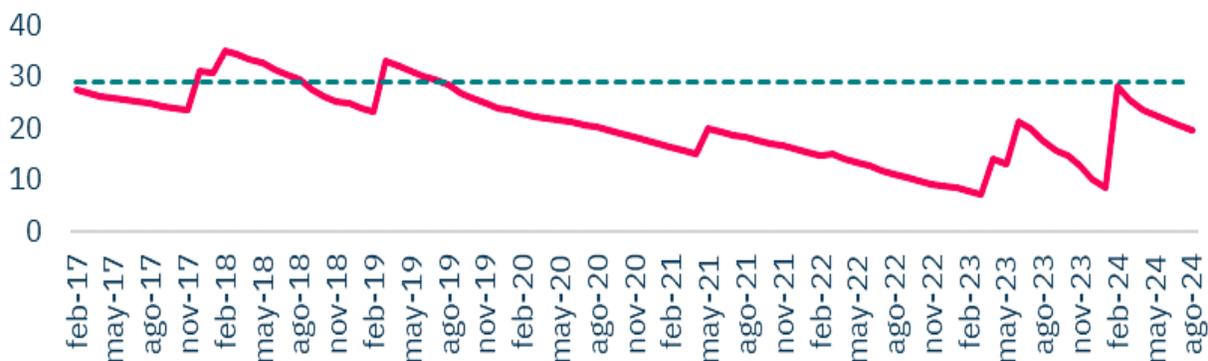
Sin embargo, el inicio de la crisis económica en el segundo trimestre de 2018 condujo a comienzos de 2019 a la suspensión de los incrementos tarifarios, tanto en energía eléctrica como en gas natural. Esta suspensión se prorrogó tras el cambio de administración en diciembre de 2019, cuando se dispuso un congelamiento tarifario por 180 días y la revisión de la RTI, previéndose acuerdos transitorios que celebrarían el ENRE y el Ministerio de Economía “*ad-referéndum*” estableciendo un Régimen Tarifario de Transición hasta tanto se pudiera establecer una nueva RTI.

En el marco de la pandemia por COVID-19, la toma de decisiones en esta materia fue demorada durante 2020, manteniendo así el VAD sin modificaciones entre marzo de 2019 y mayo de 2021, en un contexto de elevado ritmo de variación de los precios domésticos. En 2021, se estableció un incremento del VAD (Resoluciones ENRE Nro. 106 y 107) en torno al 32% “a cuenta” de la futura RTI (un aumento del 8% de las tarifas). Se debe señalar, que el incremento estuvo por debajo del ritmo de variación de los precios domésticos (-13% real entre enero y diciembre de 2021). En 2022, el aumento del VAD estuvo en torno al 8%, en un contexto de elevación de la inflación doméstica (-45% real en 2022).

Sin embargo, en el año 2023 se realizaron dos fuertes incrementos del VAD en abril y junio de 2023 en torno al 108% y 73% respectivamente, permitiendo recomponer parcialmente ingresos de las distribuidoras (+16% real en 2023). De todas formas, la aceleración de la depreciación del tipo de cambio y la evolución de los índices de inflación hacia fines de año condujo a una rápida disminución del VAD en términos reales.

**Figura 2. Evolución del VAD Residencial y Comercial para las distribuidoras de AMBA**

*VAD Residencial*



*VAD Comercial*



Fuente: Economía y Energía (2024).

Finalmente, en lo respectivo a la retribución a los transportistas (Transener, encargada de la alta tensión, y 6 empresas regionales de media tensión), pese a su bajo impacto sobre la tarifa final de los usuarios, la evolución de los precios también sufrió procesos de atraso y recomposición tarifario en línea con lo ocurrido con el VAD. El precio del transporte es determinado a nivel nacional por la Secretaría de Energía y su traslado a tarifa y es realizado por el ENRE, quien regula el sector. Por primera vez, tras la privatización en el año 2016 se llevó a cabo el proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) y el 31 de enero de 2017 el ENRE emitió las Resoluciones Nro. 66 a 74, mediante las cuales se establecieron las tarifas para el quinquenio 2017/2021. Asimismo, el ENRE estableció, entre otros aspectos importantes, el mecanismo de actualización de la remuneración, el régimen de calidad de servicio y sanciones, el régimen de premios asociado a la calidad de servicio y el plan de inversiones a realizar por las compañías durante dicho período. Como parte del mecanismo de actualización se actualizó la remuneración de las compañías transportistas en febrero y agosto de 2018, febrero y agosto de 2019.

En diciembre de 2020, mediante el Decreto Nro. 1020, el Estado Nacional determinó el inicio de la renegociación de la RTI, cuyo proceso no podría exceder 2 años, previéndose acuerdos transitorios y definitivos que celebrarían el ENRE y el Ministerio de Economía "ad-referéndum". Asimismo, se prorrogó por 90 días corridos el plazo de mantenimiento de las tarifas de energía eléctrica establecido en el artículo

5º de la Ley Nro. 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, o hasta tanto entren en vigor los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes del Régimen Tarifario de Transición. Como resultado de esto, en 2020 no se modificaron las tarifas permaneciendo vigente el mismo cuadro tarifario que resultara de la actualización realizada en el mes de agosto 2019.

En enero de 2021, mediante Resolución ENRE Nro. 17 se dio inicio al procedimiento de adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de transporte con el objetivo de establecer un Régimen Tarifario de Transición, hasta tanto se arribe a un Acuerdo Definitivo de Renegociación, convocando a las Transportistas.

En febrero de 2022, el ENRE a través de las Resoluciones Nros. 68 y 69 aprobó los nuevos valores horarios de remuneración, vigentes a partir del 1º de febrero de 2022, estableciendo un incremento en torno al 25% (-52% real) respecto de los valores vigentes desde agosto de 2019, las compañías presentaron recursos de reconsideración y, en consecuencia, en mayo de 2022 se modificaron estos valores, estableciendo un incremento en torno al 68% respecto a los valores vigentes desde agosto de 2019 (-46% real).

Un elemento para señalar es que, no todos los ajustes de transporte fueron trasladados a la demanda. La Disposición de la SSE Nro. 75/2018 fijó los valores a ser trasladados a la demanda, los cuales se mantuvieron inalterados hasta el año 2022. Como resultado de esto los valores fijados para la demanda de distribuidoras 2024 resultaron en incrementos muy significativos. Comparando los valores de febrero de 2024 y febrero de 2022 el aumento fue del 1424% (116% real), y en junio de 2024 en un 90% (33% real) respecto de febrero del mismo año, contabilizando un incremento total del 2799% (junio 2024 vs. marzo 2022, 202% real). Pese a los incrementos, el componente del transporte sigue teniendo una baja incidencia sobre la tarifa final de energía eléctrica (en torno al 2%).

Como queda de manifiesto del análisis precedente, durante el período descrito los subsidios dirigidos a sostener los costos de operación del sistema (algunos de forma explícita como pagos a las generadoras y otros de forma implícita como impago de las remuneraciones a las inversiones en transmisión y distribución) han sido otorgados de manera poco o no focalizada. De hecho, desde el año 2002, año en los que los precios afrontados por la demanda han sido disociados de los costos de provisión los subsidios fueron otorgados de forma no discriminada. Sin embargo, a partir del año 2016 algunos esfuerzos han sido realizados en post de limitar el costo de los subsidios mediante la implementación de mecanismos de focalización. En el marco de los incrementos tarifarios instrumentados a partir de 2016 se creó la Tarifa Social Federal de energía eléctrica cuyo objetivo fue focalizar los subsidios del Estado orientándolos a la población más vulnerable, permitiendo amortiguar los fuertes incrementos. El esquema de tarifa social fijado desde 2016 establecía para los beneficiarios un bloque gratuito de 150 kWh/mes. En los consumos superiores se aplicaba un cuadro tarifario especial con un descuento de sólo el 15% sobre el cargo variable respecto a la tarifa plena.

A partir de la Resolución SEE Nro. 1091 de noviembre de 2017 se aplicó un cambio en el esquema de la tarifa social federal, eliminando el cuadro tarifario específico para este universo de usuarios. Por tanto, el esquema teórico de la nueva tarifa social fijó un consumo base sobre el cual se subsidiaría el 100% del precio de la energía (PEE) mientras que para el consumo mensual excedente sobre el consumo base de hasta 150 kWh/mes el subsidio sería del 50% sobre el precio estabilizado (PEE). El resto del consumo excedente se abonaría al precio estacional pleno. Con este nuevo esquema, todos los usuarios, sin excepción, pasaron a pagar la totalidad del valor agregado de distribución y transporte. Por lo tanto, con

esta modificación, los usuarios sólo percibían subsidio por el componente de “generación” de la tarifa, mientras que el transporte y la distribución pasaban a ser abonados por los usuarios.

A principios del año 2019 y en el marco del “consenso fiscal” aprobado por Ley Nro. 27.469, se trasladó la responsabilidad de su implementación a cada jurisdicción provincial. De esta forma, actualmente la tarifa social difiere según cada jurisdicción, en algunas provincias se mantiene el esquema formulado desde el Gobierno nacional, en otras fue modificado eliminando el subsidio para una parte de la población. En el caso del AMBA (Edenor y Edesur) y el resto de la provincia de Buenos Aires, se mantuvo el esquema de tarifa social vigente en los años previos. Sin embargo, debe destacarse qué, según datos de la Secretaría de Energía, con excepción de Tierra del Fuego, todas las provincias poseen algún esquema de tarifa social, alcanzando un total de 3,4 millones de beneficiarios.

Este esquema fue modificado durante el año 2022, durante el cual, ante la necesidad de reducir los subsidios a fin de disminuir el déficit primario del sector público nacional, fue incorporada la instrumentación de la segmentación tarifaria a través del Decreto Nro. 332 del 16 de junio de 2022. Dicha medida tuvo por objetivo bajar los subsidios percibidos por el segmento residencial, tanto en energía eléctrica como en gas natural y continúa vigente.

La segmentación tarifaria dividió a los usuarios residenciales en tres grupos de usuarios con precios estacionales diferenciales de acuerdo a su nivel de ingresos. Para esto, se determinó que los usuarios que quisieran mantener subsidios deberían inscribirse en el “Registro de Acceso a los Subsidios de Energía” (RASE). Para la inscripción se definió que no necesariamente debería hacerlo el titular del servicio, pero sí que la declaración jurada, no sólo debía corresponder a la persona física que realizaba el trámite sino a los ingresos y bienes del conjunto de los integrantes del hogar.

→ **Nivel 1 – Ingresos altos:** aquellos hogares perciban más de 3,5 Canastas Básicas Totales (CBT) para un hogar tipo 2 según el INDEC; tengan 3 o más vehículos con una antigüedad menor a 5 años; tengan 3 o más inmuebles o poseer una embarcación, una aeronave de lujo o ser titular de activos societarios que demuestren capacidad económica plena. Sobre estos hogares se estableció una reducción progresiva hasta alcanzar el costo pleno de la energía.

→ **Nivel 2 – Ingresos bajos:** aquellos hogares cuyos ingresos netos fueran inferiores a 1 CBT para un hogar tipo 2 del INDEC. Poseer hasta 1 inmueble y no poseer 1 vehículo con menos de 3 años de antigüedad. Sobre este conjunto de hogares se estableció que el impacto en la factura que genere la corrección del componente energía equivaldrá a un incremento porcentual total anual en su factura de hasta el 40% del Coeficiente de Variación Salarial (CVS) del año anterior.

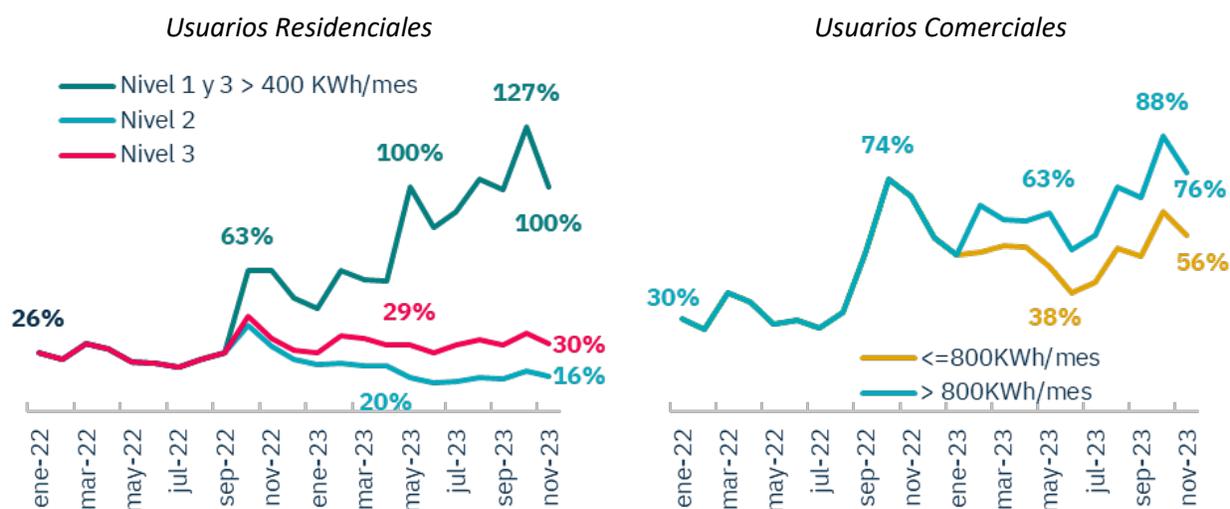
→ **Nivel 3 – Ingresos medios:** aquellos hogares que no se encuentran dentro del segmento de mayores ingresos y cumplen alguna de las siguientes condiciones: (i) Ingresos mensuales totales entre 1 y 3,5 CBT para un hogar tipo 2 según INDEC; (ii) hogares con convivientes con Certificado Único de Discapacidad (CUD); (iii) Poseer hasta 2 inmuebles (iv) poseer hasta 1 vehículo con menos de 3 años de antigüedad.22 Sobre este conjunto de hogares se estableció que el impacto en la factura que genere la corrección del componente energía equivaldrá a un incremento porcentual total anual en su factura de hasta el 80% del CVS del año anterior.

Con posterioridad al Decreto de segmentación, la Resolución SE Nro. 649 estableció, en el caso de la energía, que el consumo superior a los 400 KWh/mes para los usuarios de ingresos medios (Nivel 3) se

pagaría con el precio estacional correspondiente a los usuarios residenciales de ingresos altos (Nivel 1). Debe destacarse también qué, con la instrumentación de la segmentación tarifaria (Decreto PEN Nro. 332) y ante la falta de inscripción voluntaria al RASE se estableció la incorporación compulsiva de los beneficiarios de tarifa social como usuarios de ingresos bajos (Nivel 2). El solapamiento de criterios para determinar la pertenencia al Nivel 2, entre los establecidos por la política de segmentación nacional y los criterios establecidos por las provincias en sus respectivas tarifas sociales, está en la actualidad siendo revisada por el GdA con la intención de evitar disparidades y unificar los criterios de identificación de usuarios vulnerables.

Al evaluar la evolución del precio estacional residencial se observa que, con anterioridad a la instrumentación de la segmentación tarifaria se incrementó el precio en un 22%. Luego, en el caso de los usuarios de ingresos altos y el consumo excedente sobre el Nivel 3, se aplicó una quita total de subsidios. Sin embargo, en el caso de los usuarios de ingresos bajos (Nivel 2), entre junio de 2022 y diciembre de 2023 no se volvieron a aplicar incrementos, mientras que en el caso del bloque base de Nivel 3, sólo se aplicó un aumento del 25% en febrero de 2023 (-72% real junio 2022 vs diciembre 2023). Mención aparte merecen los usuarios no residenciales con demandas de hasta 10 KW (catalogados como demandas comerciales e industrial chico según CAMMESA), este sector que compone aproximadamente un tercio de la demanda total también fue afectado por el proceso de quita de subsidios. A mediados de 2022 se anunció una quita progresiva de subsidios sobre estos usuarios, igualando el precio estacional al de los usuarios de Nivel 1. Sin embargo, en enero de 2023 se retrotrajo esta medida y se estableció, un criterio similar al de los residenciales Nivel 3. De esta forma, hasta un consumo de 800 KWh/mes no se aplicaron incrementos, mientras que sobre el consumo excedente se fijaron tarifas más elevadas, aunque por debajo de las percibidas por los usuarios residenciales de altos ingresos.

**Figura 3. Niveles De Cobertura De Los Costos Del Servicio Por Tipo De Usuario**



Fuente: Economía y Energía (2024).

Un estudio conducido por FIEL (2023) evaluó la eficiencia de este esquema de subsidios para alcanzar a los usuarios vulnerables. Utilizando la última encuesta ENGHo disponible, y en base a los supuestos de identificación explicitados en el Anexo 1 del presente documento, el análisis indica que la segmentación presenta errores significativos de inclusión (hogares que acceden al subsidio pese a que no deberían su posicionamiento en la distribución del ingreso per cápita familiar (IPCF)) y de exclusión (hogares que

deberían ser incluidos en el esquema de subsidios, que pese a ello no lo están). El análisis indica que, dependiendo de la definición de la población objetivo, los errores de inclusión varían entre el 48% y el 11% de los usuarios identificados como N2 y entre el 93% y el 67% de los hogares N3. Asimismo, el mismo trabajo identifica que existen errores de exclusión en el esquema, aunque de menor magnitud.

**Tabla 1. Errores De Inclusión Y Exclusión del Esquema de Segmentación Tarifaria a Dic-2023**

		Errores de Inclusión		Errores de Exclusión
		N2	N3	
<b>Población Objetivo</b>	30% más Pobre IPCF	48%		12%
	40% más Pobre IPCF	31%		15%
	50% más Pobre IPCF	17%	93%	16%
	60% más Pobre IPCF	11%	67%	19%

Fuente: FIEL (2023).

El contexto histórico sectorial muestra que las políticas tarifarias del servicio eléctrico durante los últimos 20 años han mostrado ciclos de atraso tarifario (y recomposiciones parciales) que han mantenido los precios enfrentados por la demanda sistemáticamente alejados de los costes de producción induciendo un uso ineficiente en términos económicos del servicio. Dicha política ha contribuido a un uso desmedido de la energía, que producto de la matriz energética argentina (cuya producción marginal utiliza tecnologías de generación térmicas) ha implicado la producción de emisiones contaminantes relevantes. Adicionalmente, la regulación se ha visto marcada por un elevado grado de discrecionalidad y un permanente cambio de reglas que atentó contra la realización de inversiones eficientes, aumentando los costos del sistema y afectando la calidad de los servicios prestados. La eliminación de mecanismos de mercado ha conducido a la necesidad de incluir subsidios que compensen la diferencia entre los precios cubiertos por la demanda y los costos del sistema. Dado que dichas políticas de subsidios han sido conducidas con escasos e ineficientes mecanismos de focalización, conduciendo a que buena parte de los subsidios no han alcanzado a las poblaciones vulnerables. Este estado de situación es el que busca ser modificado por la reforma del sector eléctrico que este programa apoya.

### Contexto Actual y Objetivos de la Reforma Energética Impulsada con el Apoyo del Programa

Ante el estado de situación descrito en la subsección anterior, el GdA ha decidido durante el año 2024 avanzar hacia una reforma del sector eléctrico que reestablezca incentivos del mercado, con la finalidad de:

1. Reestablecer la costo-reflectividad de las tarifas<sup>2</sup> permitiendo que los usuarios tomen decisiones respecto el uso de la energía eléctrica de forma eficiente. Esta medida debería redundar en una reducción del consumo, que dada la matriz de generación actual y planificada contribuye a una reducción de las emisiones de los gases de efecto invernadero en línea con los compromisos internacionales asumidos.

<sup>2</sup> En una primera etapa enfocado en la recuperación de costos más que en la provisión de señales de precios diferenciadas por tiempo de uso y localización geográfica.

2. Reducir el monto total de los subsidios por la vía de una focalización efectiva en las poblaciones vulnerables, como un factor contribuyente a la reducción del déficit fiscal acordado en el programa acordado con el FMI en 2023.
3. Reestablecer las retribuciones económicas a los servicios de transporte y distribución eléctrica como vía para balancear la ecuación económica-financiera de los proveedores de dichos servicios de forma conducente con la realización de inversiones que garanticen la calidad del servicio eléctrico y la expansión de la capacidad de transmisión que permita la incorporación de generación renovable.

La realización de estas reformas redunda en la alineación de la política sectorial con los objetivos de desarrollo social y ambientalmente sostenible y de apoyo a las poblaciones vulnerables que son parte de los objetivos estratégicos del apoyo del BID a sus países miembros. En este sentido, el programa que será evaluado desde una perspectiva económica en el presente documento constituye una pieza fundamental para poder viabilizar la transición entre el esquema actual y el cumplimiento de los objetivos de la reforma del GdA.

Desde un plano teórico, Navajas (2023) describe las características que un esquema tarifario moderno debe cumplimentar para establecer incentivos económicos adecuados. El que respecta a la organización de los mercados mayoristas eléctricos la tendencia se ha dirigido a la desregulación, con el propósito de incentivar la participación privada en el segmento de la generación. A nivel de América Latina y el Caribe el modelo predominante ha sido que la remuneración de la generación eléctrica se dicte a partir de criterios marginalistas, en los que el precio reconocido refleje los costos marginales más elevados del último generador eficiente necesario para suplir a la demanda en cada momento del tiempo. Pese a ello, el autor señala que dicho modelo se encuentra en disputa a nivel global, presentándose dos alternativas sobre las cuales no existe un consenso académico respecto de cuál es la política óptima a adoptar. Una es remunerar por capacidad y alejarse de la volatilidad del precio marginal que se anticipa. La otra es poner más énfasis en una fijación de precios más precisa y extrema ante la escasez. Posiblemente, algunos académicos en el Reino Unido y Europa prefieren la primera opción (Hansen y Percebois, 2017; Helm, 2017, 2021) mientras que en EE. UU. hay más optimismo hacia el uso de señales de precios marginales para evitar distorsionar la fijación de precios socialmente eficiente (Borenstein y Bushnell, 2021). Las opiniones sobre el funcionamiento de los mercados mayoristas no son irrelevantes para el diseño de tarifas, a pesar del hecho de que el paso o la energía adquirida por las empresas de servicios públicos pueda conformarse a un precio de equilibrio de mercado (con correcciones de externalidades a través del mecanismo de precios del carbono). El punto es que la señal del precio marginal se vuelve más o menos relevante bajo diferentes visiones o paradigmas de precios.

En cuanto al diseño de tarifas, Navajas (2023) señala que existe un consenso emergente sobre los ingredientes o principios básicos que deben guiar las estructuras tarifarias. Primero, los precios marginales deben establecerse cerca de los costos marginales sociales (por ejemplo, incorporando los costos de emisión de CO<sub>2</sub> a través de la tarificación del carbono en los combustibles utilizados en la generación) y reflejar los valores de escasez a través de la tarificación por localización y variaciones en las condiciones de demanda. Segundo, las escalas de tarifas no deben depender en exceso de la cantidad consumida, es decir, deben ser bastante uniformes a través del volumen de energía consumido. Tercero, los cargos fijos juegan un papel cada vez más importante en la financiación de costos fijos, comunes o de política, es decir, los servicios de infraestructura no deben ser cargados a los componentes volumétricos. Cuarto, los

impuestos y otros cargos no deben exacerbar el sesgo hacia la tarificación volumétrica del usuario final. Más bien, deberían colaborar en la financiación de costos fijos y ayudar a compensar los impactos de equidad de la reforma.

En este sentido, el GdA ha realizado durante el primer semestre numerosos avances en la dirección de una reestructuración del sector de acuerdo a principios económicamente eficientes, que resultan centrales respecto del alineamiento de las políticas sectoriales con los principios estratégicos del BID. En particular, la Estrategia Institucional del Grupo BID: Transformación para una Mayor Escala e Impacto (CA-631) establece como objetivos atendibles a través de este programa: (i) reducir la pobreza y la desigualdad, al contribuir a que las familias vulnerables continúen accediendo al servicio eléctrico; (ii) abordar el CC, al contribuir con la política de reducción de los subsidios a la energía, importante medida para la reducción de emisiones, y al promover iniciativas que conllevan a mayor EE.

Las acciones que el GdA ha realizado en esta dirección son primeros pasos importantes. En primer lugar, el GdA ha avanzado hacia la alineación de las tarifas de los usuarios con los costos de provisión. En febrero de 2024, se actualizaron los precios estacionales a través de la Resolución SE Nro. 7/2024. Estos precios mantuvieron el esquema adoptado a lo largo del año 2023 dado que no se aumentaron los precios a abonar por los usuarios residenciales de ingresos bajos y medios y se incrementó el valor para usuarios residenciales de altos ingresos. Una novedad respecto de esta resolución correspondió al segmento no residencial con demandas hasta 10 kw (comercial) al cual se le aplicó la quita total de subsidios.

Adicionalmente, se incrementó el precio pagado por la potencia, que pasó de 80.000 AR\$/MW-mes a 2.682.000 AR\$/MW-mes para los todos los usuarios, con excepción de los hogares de ingresos bajos y para el bloque subsidiado de ingresos medios. En el caso de los usuarios residenciales y comerciales este valor no se incrementaba desde agosto de 2018.

Concomitantemente, en vistas a modificar el esquema de subsidios instrumentado a través de la segmentación tarifaria se convocó a Audiencia Pública con el objeto de evaluar y dar tratamiento a la redeterminación de la estructura de subsidios vigente (Resolución SE Nro. 8/2024). Allí la Secretaría de Energía presentó su propuesta de modificación del esquema vigente (“segmentación”) de subsidios, el cual sería reemplazado por una “Canasta Básica Energética” (CBE).

El nuevo esquema propuesto proponía la estimación para cada hogar del consumo energético mínimo, tomando en consideración la localización geográfica, los servicios energéticos disponibles y el tamaño del hogar. Una vez estimado el consumo energético mínimo se lo valorizaba a los precios vigentes y se evaluaba su incidencia en el ingreso total del hogar. En el caso de que la incidencia del consumo energético superara una determinada proporción de los ingresos del hogar, dicho hogar sería considerado como un beneficiario de los subsidios energéticos. La CBE se proponía como punto de partida para la nueva estructura de subsidios la utilización del RASE, por lo que el Ingreso del Grupo Conviviente (IGC) declarado en este registro debía ser ajustado por el Coeficiente de Variación Salarial (CVS) para determinar el IGC actualizado.

Como resultado de este proceso, los usuarios que cumplieran con los criterios de inclusión (bajos ingresos medidos en relación con la CBE) recibirían, mediante transferencia directa o bonificación en la factura, un monto mensual que les permita cubrir la CBE que les corresponde según su ubicación geográfica y cantidad de convivientes. Sin embargo, dada la dificultad en su implementación tras varios meses esta propuesta no llegó a instrumentarse. Por su parte el Decreto PEN Nro. 465 de mayo de 2024 estableció

un período de transición de un esquema de subsidios generalizados a uno focalizado en el lapso de seis meses, estableciendo: (i) que se deja sin efecto el artículo Nro. 3 del Decreto 332 que establecía que los aumentos para los usuarios de nivel 2 y 3 estaban vinculados a la evolución del IVS; (ii) se mantiene el RASE, aunque se propone que se buscará optimizar dicho registro y (iii) que se evaluarán y ajustarán los volúmenes subsidiados de los usuarios de Nivel 2 y 3. Poco después de la publicación del Decreto Nro. 465 se publicaron las Resoluciones Nro. 90 y 91. La primera de ellas introdujo dos elementos centrales en el proceso de quita de subsidios sobre los sectores residenciales de ingresos medios y bajos:

1. Redujo el bloque base de consumo de los usuarios de ingresos medios (nivel 3) de 400 KWh/mes a 250 KWh/mes, por encima de este consumo se paga el mismo precio que el Nivel 1.
2. Se incluyó un bloque base de consumo sobre los usuarios del nivel 2 de 350 KWh/mes, por encima de este consumo, deberán abonar el mismo precio que el nivel 1.

Debe destacarse que, en principio, los bloques base cubrirían gran parte de las demandas de los usuarios de ingresos medios y bajos. Adicionalmente, la Resolución Nro. 90 estableció que todos los usuarios que fueron catalogados como Nivel 2 por la Disposición Nro. SE 3/2022 y la Resolución SE Nro. 631/202231 sin haberse inscripto en el RASE tienen 60 días corridos para anotarse de modo voluntario, en caso de no hacerlo caducará el beneficio. El plazo se hubiese cumplido los primeros días de agosto de 2024, aunque fue prorrogado por 60 días.

Por su parte, la Resolución SE Nro. 91 estableció el precio estacional para el período comprendido entre los meses de junio y octubre del corriente año para los usuarios de altos ingresos (Nivel 1). A la vez, que estableció una bonificación sobre el mismo del 55,94% y del 71,92% para los usuarios catalogados como Nivel 2 y Nivel 3 respectivamente. Actualmente, el precio estacional representa el 79% del costo monómico de generación para los usuarios residenciales pertenecientes al Nivel 1, proporción que se reduce al 37% en los usuarios Nivel 2 y al 48% en el Nivel 3.

En segundo lugar, el GdA ha impulsado aumentos para realinear el VAD con la remuneración económica prevista en los RTIs precedentes. En febrero de 2024, tras ocho meses sin modificación del VAD, las Resoluciones ENRE Nro. 101 y 102/2024 incrementaron el CPD de Edenor y Edesur para el año 2024, verificando aumentos del 274% para los usuarios residenciales (1% real entre el último incremento de junio 2023 y junio 2024) y del 363% para los usuarios comerciales (25% real).

A diferencia de incrementos pasados, en este caso, los aumentos no fueron homogéneos entre las distintas categorías, siendo superior el verificado en el cargo fijo que el del cargo variable. Tanto para los usuarios residenciales como comerciales, el incremento del VAD de febrero de 2024, alcanzó un valor cercano al promedio verificado en 2018/2019.

Adicionalmente, con el objeto de mantener en términos reales los ingresos de las distribuidoras, se aprobó una fórmula de actualización mensual de la remuneración a partir de mayo de 2024 que contemplaba: (i) la variación del Índice de Salarios (con una ponderación del 0,55); (ii) la variación del Índice de Precios Mayoristas (IPIM) – Productos Manufacturados (con una ponderación del 0,25); y (iii) la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) (con una ponderación del 0,20). La instrumentación de dicha fórmula no se llevó a cabo. Finalmente, el 1º de agosto de 2024 se publicaron las Resoluciones ENRE Nro. 518 y 520 con un incremento del VAD del 3%, aunque sin especificar los criterios que se consideraron para

aplicar dicho aumento. De todos modos y pese al aumento vigente desde agosto, se verifica una caída del ingreso real de las distribuidoras del AMBA.

Finalmente, respecto de los avances realizados respecto de la remuneración a las distribuidoras de AMBA, cabe mencionar que a través de la Resolución ENRE Nro. 270/2024 se aprobó el Programa para la Revisión Tarifaria Integral de Distribución de Edenor y Edesur en el marco de sus respectivos Contratos de Concesión. Entre los ejes principales figuran: (i) El cálculo de costos de operación y mantenimiento de la red eléctrica a cargo; (ii) El diseño de mecanismos de actualización de la remuneración; (iii) El cálculo de la tasa de rentabilidad, (iv) La elaboración de un plan de inversiones y (v) La aplicación de un régimen de sanciones y premios. Según el cronograma establecido, el informe final debería entregarse el 30 de septiembre y el 1º de octubre debería publicarse la Resolución convocando a audiencia pública para establecer la nueva RTI.

En tercer lugar, el GdA ha avanzado en reestablecer y normalizar la remuneración a las transportadoras de energía eléctrica. La Disposición de la SSE Nro. 75/2018 fijó los valores a ser trasladados a la demanda, los cuales se mantuvieron inalterados hasta el año 2022. Como resultado de esto los valores fijados para la demanda de distribuidoras 2024 resultaron en incrementos muy significativos. Comparando los valores de febrero de 2024 y febrero de 2022 el aumento fue del 1424% (100% real), y en junio de 2024 en un 90% (44% real) respecto de febrero del mismo año, contabilizando un incremento total del 2799% (junio 2024 vs. marzo 2022) (209% real). Pese a los incrementos, el componente del transporte sigue teniendo una baja incidencia sobre la tarifa final de energía eléctrica (en torno al 2%).

Adicionalmente, a través de la Resolución ENRE Nro. 223/2024 se aprobó el inicio de la Revisión Tarifaria Integral de Transener, Transba, Transpa, Distrocuyo, Epen, Transnea, Transnoa y Transcomahue. Allí se estableció que la remuneración que propongan las transportistas deberá considerar los siguientes aspectos: (i) Debe reflejar el costo económico de los recursos involucrados en la función de transporte de energía eléctrica; (ii) Se aplicará un régimen de sanciones por incumplimientos de las exigencias mínimas en materia de calidad, que podrán ser progresivamente crecientes en el transcurso del período tarifario y, (iii) Se aplicará un régimen sancionatorio por incumplimientos en el plan de inversiones de obligatorio determinado en la revisión tarifaria. El plan de trabajo establece un total de 260 días para la publicación de las resoluciones que establezcan la remuneración, régimen de sanciones, etc.

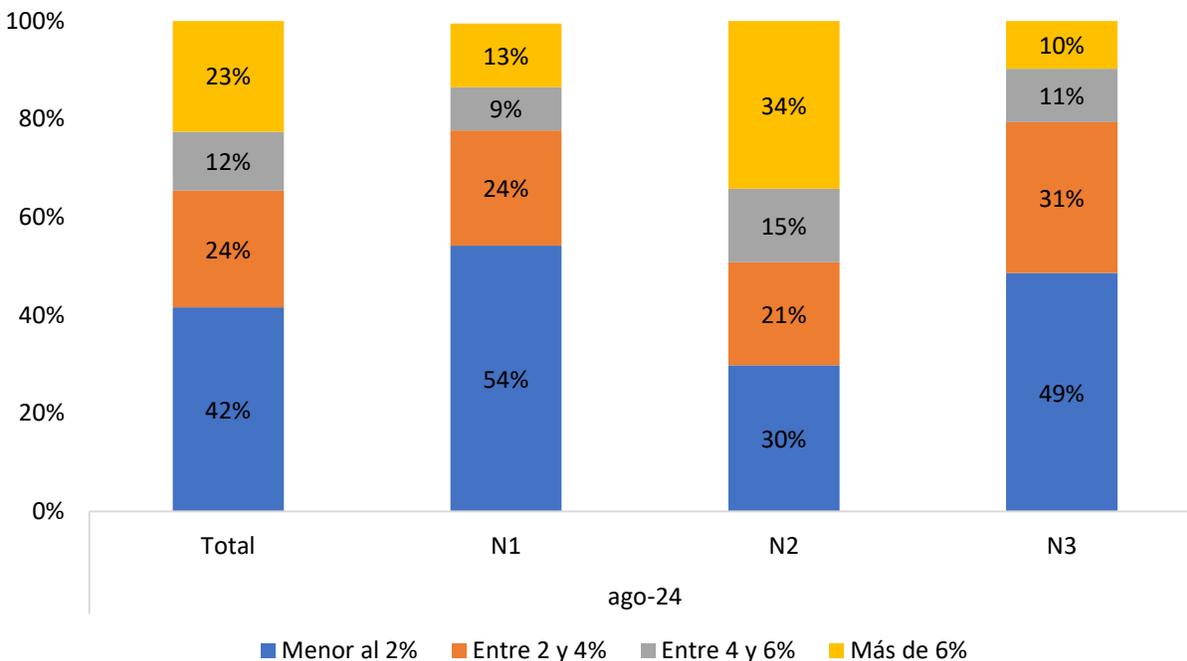
Pese a estos avances realizados durante los primeros 8 meses del año 2024, aún queda pendiente alcanzar niveles tarifarios que sean suficientes para alcanzar la recuperación de costos, como un primer paso para poder progresar con posterioridad a mejorar la costo-reflectividad de las tarifas incorporando a las señales de precio las variaciones de costos temporales y geográficas en la provisión de los servicios. Sin embargo, llevar adelante dicha tarea en un contexto macroeconómico de ingresos reducidos colisiona con la capacidad de la población vulnerable para afrontar el pago de los servicios. La Figura 4 presenta una simulación del porcentaje de los ingresos familiares de cada hogar que le insumiría el pago de las tarifas eléctricas que cubran la totalidad de los costos de provisión de los servicios<sup>3</sup>. Como puede observarse de dicho ejercicio el 23% de los hogares en el AMBA deberían enfrentar un gasto vinculado a su consumo

---

<sup>3</sup> Para realizar este cuadro se valorizó el consumo eléctrico del hogar obtenido de la ENGHo utilizando el cuadro tarifario correspondiente a los usuarios N1 (aumentado en un 25% para alcanzar la cobertura de costos) y se lo dividió por el ingreso familiar total actualizado por IVS a julio de 2024. No fueron consideradas elasticidades para estimar la caída del consumo potencial ante el aumento de los precios que enfrentarían los usuarios en este escenario hipotético, por lo que debe considerarse una estimación pesimista.

eléctrico que implica más del 6% de sus ingresos disponibles. Si uno considera el subconjunto de hogares identificados como Nivel 2, dicho porcentaje se eleva al 34%.

**Figura 4. Porcentaje del Ingreso Familiar Necesario para el Pago de la Tarifa Eléctrica Libre de Subsidios**



Fuente: Elaboración Propia.

En este sentido, en pos de avanzar hacia una reforma del sector eléctrico que incorpore a las tarifas los costes de provisión del servicio (en línea con los objetivos fiscales y ambientales), es vital establecer mecanismos para la focalización de subsidios de forma efectiva que contribuyan a morigerar el impacto sobre las poblaciones vulnerables. En consecuencia, el presente programa del BID establece que el apoyo financiero y técnico al esquema de reforma se centrará en la mejorar los mecanismos de asignación de subsidios como componente clave para permitir una rápida transición del esquema tarifario a niveles de recuperación de costos preservando la capacidad de pago de los hogares que no pueden afrontar plenamente los pagos hasta que sus niveles de ingreso no se recuperen.

## II. Metodología y Supuestos de la Evaluación Económica

En la presente sección se procederá a describir metodológicamente la evaluación económica del esquema de reforma energética que el presente programa apoya. Para realizar esta evaluación se procederá a establecer un diferencial entre los distintos estados de situación posibles respecto de la implementación de tarifas enfocadas a la recuperación de costos en función de la disponibilidad de mecanismos de focalización de los subsidios. La evaluación estará enfocada en la cuantificación de tres beneficios durante el período de acompañamiento del programa: las ganancias de bienestar social asociadas a la reducción de consumo energético ineficiente<sup>4</sup>; la reducción de emisiones de gases de invernadero asociadas; y el ahorro fiscal como consecuencia la reducción de los costos administrativos vinculados a la asignación de subsidios.

Establecer dicho diferencial requiere de la construcción de dos escenarios: (1) el escenario (de intervención) en donde la implementación de las tarifas que aseguren la recuperación de costos puede ser llevado a cabo de manera inmediata, de la mano del desarrollo de mecanismos de focalización de subsidios -con el acompañamiento del BID- que morigeren el impacto de las subas tarifarias sobre los hogares vulnerables; (2) el escenario (contra-fáctico) en el que las ante la ausencia de mecanismos de focalización igual de efectivos (cuyas características en este escenario permanecen constantes respecto al esquema de focalización actual), las tarifas solo pueden ser incrementadas en la medida en que la recuperación de los ingresos de los hogares vulnerables lo permita. El supuesto aquí es que la meta de llegada será similar al final del programa, solo que, producto de la falta de instrumentos de focalización adecuados, el aumento de las tarifas deberá ser paulatino.

Un primer componente para poder conducir la evaluación sugerida es estimar las mejoras alcanzables en los errores de inclusión producto de las modificaciones en los mecanismos de focalización propuestas. En este caso se tomarán como línea base los errores de focalización estimados para la segmentación vigentes de acuerdo a lo establecido en FIEL (2023) utilizando la metodología detallada en el Anexo 1. Cabe destacar que, si bien puede haber hogares vulnerables que enfrentan tarifas sin subsidio (Nivel 1), en este trabajo no se tomarán en consideración mejoras en los errores de exclusión dado que, al implementarse la segmentación de hogares, también se oficializaron medidas que desincentivaban la percepción del subsidio, como por ejemplo, la restricción al acceso del mercado oficial de cambios para comprar el cupo de USD 200.<sup>5</sup> En consecuencia estos errores de exclusión son el resultado de políticas públicas explícitas llevadas a cabo por el GdA, cuya revisión no forma parte del presente programa de préstamo.

Dado que el nivel de mejora alcanzable en los errores de inclusión de la política de subsidios producto de las modificaciones en los procedimientos y criterios establecidos por la secretaria de Energía con el acompañamiento del BID no son al día de la fecha observables, para realizar el cálculo serán tomados parámetros de mejora conservadores, los cuales serán sometidos con posterioridad a un análisis de sensibilidad para garantizar la robustez de las estimaciones ante diferentes escenarios. Las mejoras en la focalización evaluadas serán las siguientes: (1) un escenario pesimista en el que las nuevas herramientas de focalización permiten solo excluir de los beneficios a los usuarios N2 y N3 que pertenecen a los dos deciles más ricos de la población; (2) un escenario intermedio en el que las nuevas herramientas de

---

<sup>4</sup> Definido en términos económicos como aquellos consumos realizados por los usuarios que no cumplan desde la perspectiva individual que los costos marginales de provisión sean menores que los beneficios asociados al consumo.

<sup>5</sup> Véase [aquí](#).

focalización permiten excluir de los beneficios a los usuarios N2 y N3 que pertenecen a los tres deciles más ricos de la población; y (3) un escenario optimista en el que las herramientas de focalización permiten excluir de los beneficios a los usuarios N2 y N3 que pertenecen a los cuatro deciles más ricos de la población. Los parámetros de mejora que se utilizarán en las estimaciones son considerados plausibles debido a que en el país existen otras políticas con alto grado de precisión en la focalización sobre la población objetivo como, por ejemplo, la Asignación Universal por Hijo (AUH), donde más de 6 de cada 10 titulares de este programa social se encuentran en los dos deciles más bajos de la distribución del ingreso (63,2% del total).<sup>6</sup> En este sentido, los escenarios planteados implican replicar los resultados de mejora alcanzados en otras políticas de apoyo social actualmente vigentes en el país. La Tabla 2 resume como serían los errores de inclusión resultantes de implementar cada una de estas alternativas.

**Tabla 2. Mejoras En La Focalización De Los Subsidios Alcanzables en los distintos Escenarios**

			Error de Inclusión	Nuevos Errores de Inclusión		
			Base	Excluyo el 20% más Rico	Excluyo el 30% más Rico	Excluyo el 40% más Rico
Población Vulnerable/	30% más Pobre	N2	46.80%	44.70%	41%	37.60%
	40% más Pobre	N2	31.60%	28.80%	24%	19.70%
Población Objetivo	50% más Pobre	N2	23.20%	20.10%	14.70%	9.90%
		N3	75.50%	68.20%	59.40%	38.80%

Fuente: Elaboración Propia.

En todos los casos, el escenario contrafáctico considerará que los mecanismos de focalización en un primer momento no obtienen mejoras; solo con el paso del tiempo podrán ir acercándose a la performance de los mecanismos implementados en el escenario base. Este supuesto, si bien puede ser considerado excesivo, no debe ser interpretado linealmente. Dado que la comparación será entre escenarios, el diferencial en la mejora en la focalización de los subsidios puede ser interpretado como el aporte marginal del apoyo técnico del BID.

Para estimar las pérdidas de bienestar a nivel social vinculadas a un esquema tarifario inadecuado es necesario simular el impacto de las modificaciones tarifarias sobre los niveles de consumo de energía eléctrica. La estimación de los niveles de energía eléctrica consumida será realizada a nivel hogar considerando la información disponible en la ENGHo 2018, actualizada y ajustada para establecer una concordancia con los niveles de consumo observados en el presente, de acuerdo a como se detalla en el Anexo 1. Para cuantificar la cantidad de energía consumida por cada hogar se tendrán en cuenta dos factores: (1) el nivel de consumo base determinado por la información reportada en la ENGHo 2018, debidamente actualizada; y (2) la reducción o el aumento de los niveles de los niveles de consumo asociado a la variación de los precios afrontados por el hogar, impacto que será estimado utilizando una elasticidad-precio de corto plazo, que se supondrá homogénea para todos los hogares. Respecto de este último efecto, las variaciones de precios serán imputadas a nivel hogar en función de la categoría tarifaria a la que pertenecen y los niveles de consumo reportados.

Para estimar las variaciones en los precios que sufrirán los hogares el procedimiento de cálculo será el siguiente: en primer lugar, todos los usuarios pertenecientes al Nivel 1 sufrirán un aumento de sus tarifas del 25% en línea con lo necesario para alcanzar un nivel de recuperación de costos. En segundo lugar, los usuarios pertenecientes a los Niveles 2 y 3 que son excluidos de los beneficios del programa de subsidios por no ser población objetivo (vulnerable) enfrenarán el nuevo cuadro tarifario correspondiente al Nivel

<sup>6</sup> Véase [aquí](#).

1. El número de usuarios que sufrirán dicho impacto será determinado por la efectividad supuesta en los mecanismos de focalización implementados.

Una vez que han sido estimadas las variaciones de las cantidades consumidas a nivel hogar, resta estimar el aumento del beneficio social asociado al establecimiento de precios más alineados con los costos de provisión de los servicios. El cómputo del beneficio requiere netear del ahorro fiscal en subsidios asociado a la reducción de los consumos eléctricos, la reducción del excedente del consumidor asociada. De manera esquemática, la reducción de los subsidios a nivel hogar puede ser calculada como las cantidades consumidas antes de la variación de las tarifas experimentadas, multiplicado por la variación de los precios observados<sup>7</sup>. Para calcular el beneficio social es necesario restarle a este valor la caída asociada del excedente del consumidor producto de las menores cantidades consumidas. Para realizar dicha estimación se supondrá que la demanda de energía del hogar puede ser aproximada por una función lineal. En consecuencia, la estimación la caída del excedente del consumidor experimentada podrá ser aproximada como el área un rectángulo en el que la medida de dos de sus lados está definido por la variación de precios experimentada y los otros dos lados por el consumo eléctrico del hogar posterior a la reforma, más el área de un triángulo rectángulo en el que la dimensión de uno de los catetos estará dada por la reducción del consumo experimentado y la dimensión del otro cateto estará dada por la variación de precios que el hogar experimentó. Finalmente, se procederá a agregar las ganancias de bienestar estimadas a nivel hogar.

Asimismo, los niveles de consumo a nivel hogar serán agregados para estimar la demanda total de energía eléctrica del AMBA en el período a considerar. Los diferenciales en el consumo agregado entre los dos escenarios contrastados permitirán establecer la reducción de consumo eléctrico estimada asociado a la implementación del nuevo set de tarifas y las mejoras en el esquema de focalización. Dado que el precio utilizado para valuar la energía eléctrica no consumida no incorpora el costo asociado a las emisiones de gases de efecto invernadero evitados, corresponde cuantificar y valuar dicho componente de manera separada. Para poder establecer las emisiones no emitidas, es necesario establecer que tecnologías de generación hubiesen sido utilizadas para producir dicha energía eléctrica. Dado que en la actualidad la producción eléctrica marginal en la Argentina es generada esencialmente con tecnologías térmicas, para considerar las emisiones evitadas se utilizarán las emisiones emitidas por MWh por una central térmica utilizando gas natural con ciclo combinado, utilizando como fuente de dicha estimación lo reportado por Lazard (2023). Nótese que dicho supuesto subvalora las emisiones evitadas dado que en la actualidad parte de la generación marginal es producida con tecnologías térmicas más contaminantes como el fueloil, el gasoil o centrales a gas natural sin ciclo combinado. Pero dado que el presente ejercicio no permite establecer de modo fehaciente el grado en el que dichos combustibles podrán dejar de ser utilizados se tomará este supuesto conservador. Para valuar las emisiones evitadas será utilizado un costo de 60 dólares americanos por TCO<sub>2</sub> emitida. Este valor se encuentra USD20 por debajo de los valores observados (USDn87) en el Emissions Trading System (ETS) europeo de acuerdo al FMI (2022) y se

---

<sup>7</sup> Nótese que esto permite calcular el ahorro de subsidios aún en el caso de que los nuevos precios no cubran la totalidad de los costos de prestación. Los precios computados fueron calculados como el monto total pagado por la totalidad de la factura antes y después de las reformas, divididos por las cantidades consumidas antes y después de la reforma. Estos serían los precios medios por kWh experimentado por los hogares, en línea con la literatura reciente respecto de la percepción de los usuarios de los precios de la energía. Esto es un supuesto conservador puesto que computar los precios marginales (mayores a los precios medios) conduciría a mayores caídas de los consumos, incrementando los beneficios identificados.

encuentra en el piso del rango (USD 63 - USD127) sugerido por la High-Level Commission para la determinación de Precios del Carbono para limitar el aumento de las temperaturas por debajo de los 2°C según lo reportado en Banco Mundial (2024).

Un último componente para evaluar los beneficios del programa de apoyo es estimar los costos administrativos que serán ahorrados a partir de la reducción de los subsidios asociados a la mejor focalización y al incremento de las tarifas. Para estimar la proporción de los gastos administrativos asociados a realizar una transferencia, un procedimiento posible es establecer una proporcionalidad entre el monto total de transferencias realizadas en un determinado programa y dividir el mismo por los gastos de personal y no personales asociados. Una primera dificultad para realizar este cálculo es que una proporción elevada de los subsidios eléctricos otorgados no se encuentran asociados a un programa presupuestal específico. Por lo tanto, para estimar este ratio realizamos el cálculo tomado como referencia la AUH, un importante programa de transferencias corrientes que tiene un bajo costo administrativo. La utilización de la AUH en este sentido representa una estimación conservadora de los costos administrativos asociados, lo que contribuye a la minimizar los beneficios computados. Para realizar el cálculo, se determinó -utilizando información de ejecución presupuestaria del sitio de presupuesto abierto del MECON- el monto total de transferencias de la AUH y de todos los programas gestionados a través de la ANSES. En un segundo paso se contabilizaron la totalidad de los gastos personales y no personales registrados bajo la cuenta "Actividades Centrales" de la ANSES, asignando estos gastos de manera proporcional a la importancia presupuestal relativa de los diversos programas de transferencias. El resultado indica que por la gestión de cada peso transferido a través de la AUH el costo administrativo es de 2,5 centavos.

El Box 1 resume el protocolo de cálculo de los beneficios antes descritos.

#### **Box 1. Protocolo de Cálculo de los Beneficios Estimados**

La secuencia acciones necesarias para el cálculo de los beneficios estimados se detalla de manera sintética a continuación:

1. Se determina a nivel hogar los niveles de consumo eléctrico y la categoría de segmentación correspondiente antes de la reforma utilizando el protocolo detallado en el Anexo 1.
2. Se establece el escenario de mejora de los mecanismos de focalización que será utilizado para la estimación.
3. Se computan las variaciones de precio a nivel hogar, de acuerdo a las siguientes características:
  - a. Si el hogar pertenece al Nivel 1: se incrementan los precios enfrentados por el hogar en un 25% para alcanzar niveles de cobertura de costos.
  - b. Si el hogar pertenecía al Nivel 2 y resulta excluido por los nuevos mecanismos de focalización: se incrementan los precios enfrentados por el hogar de modo que las tarifas alcancen las correspondientes al nuevo cuadro tarifario para los usuarios del Nivel 1.
  - c. Si el hogar pertenecía al Nivel 3 y resulta excluido por los nuevos mecanismos de focalización: se incrementan los precios enfrentados por el hogar de modo que las tarifas alcancen las correspondientes al nuevo cuadro tarifario para los usuarios del Nivel 1.
  - d. Resto de los hogares: No sufren variaciones de precios.

4. A partir de las variaciones de precios estimadas y utilizando la elasticidad- precio correspondiente al escenario que se está buscando evaluar, se establecen las nuevas cantidades consumidas.
5. Utilizando las variaciones de precio que el hogar experimentó y las variaciones en las cantidades consumidas a nivel hogar, se estima la ganancia de bienestar social asociada a nivel hogar.
6. Se agregan las ganancias de bienestar social estimadas originalmente a nivel hogar.
7. Se agregan los nuevos consumos eléctricos.
8. Con esta información se construye el escenario de intervención, que está basado en que las nuevas cantidades consumidas permanecen constantes en el período de la evaluación (y por ende las ganancias de bienestar social).
9. Se construye el escenario contrafáctico utilizando como valores finales del proceso las cantidades nuevas cantidades consumidas y las ganancias de bienestar asociadas. Este escenario establece que la transición entre la situación actual y los resultados finales estimados se alcanza de modo lineal.
10. Se estiman las diferencias entre el escenario base y el contrafáctico, lo que permite obtener los diferenciales de las cantidades consumidas, del bienestar social asociado y de las erogaciones de subsidios correspondientes a cada momento del tiempo
11. Basados en las variaciones de las cantidades consumidas se determinan las emisiones de CO2 evitadas y se valúan utilizando el precio del CO2 determinado como parámetro.
12. Basados en las variaciones diferenciales de los subsidios necesarios en cada momento del tiempo, se computan los ahorros de costos administrativos alcanzados utilizando el parámetro correspondiente estimado a partir de la AUH.

Fuente: Elaboración Propia.

Finalmente, para estimar los costos de la intervención del programa de apoyo es necesario computar los costos financieros del programa. Debe notarse que el presente programa cuenta con 2 componentes, el primero destinado a apoyar financieramente el otorgamiento de los subsidios y un segundo destinado a apoyar el desarrollo técnico de los instrumentos que permitan la mejora en la focalización de los subsidios en las poblaciones vulnerables. Dado que los subsidios representan una transferencia del gobierno a los usuarios, desde el punto de vista del bienestar social agregado reducir dicha transferencia no tiene efectos netos (puesto que los beneficios recibidos por los hogares se compensan con los fondos que debe erogar el gobierno)<sup>8</sup>. En consecuencia, si bien los costos y beneficios directos asociados al Componente 1 serán reportados (aunque se anulen mutuamente), los resultados de este estudio quedarán determinados por los beneficios neteados de los costos del programa asociados a los desembolsos vinculados al Componente 2. Adicionalmente, como un supuesto simplificador para los cálculos, se estableció que la totalidad de los desembolsos del Componente 2 se realizarán en un solo pago al inicio del programa. Este es un supuesto conservador que maximiza los costos en valor presente del programa. No obstante, en el Anexo 3 se reportan las estimaciones realizadas utilizando un cronograma alternativo, en el que los desembolsos del componente 2 se realizan en 48 pagos mensuales de igual monto a lo largo del horizonte temporal del presente programa de préstamo.

---

<sup>8</sup> Podría hacerse el argumento que reducir las transferencias reduce la necesidad de recaudación de fondos públicos. En este caso, dado que el programa reduce el monto de subsidios necesarios por la vía de excluir beneficiarios no pertenecientes a poblaciones vulnerables, existiría un beneficio adicional asociado la reducción de los costes en términos de ineficiencias vinculados a recaudar los recursos necesarios para solventar dichas transferencias (técnicamente conocido como el precio sombra de los fondos públicos). En este estudio se prescinde de incorporar dichos beneficios, bajo un esquema de estimación conservador.

La Tabla 3 resume la información necesaria para realizar los cálculos, los valores base tomados<sup>9</sup> (que con posterioridad serán modificados para realizar el análisis de sensibilidad de los resultados), y las fuentes de información utilizadas para computar los parámetros.

**Tabla 3. Parámetros Utilizados en la Evaluación Económica**

Parámetro	Valores	Fuente
Mejoras en la focalización (Último decil de IngPC Excluido)	8vo; 7mo; 6to	Supuesto BID
Elasticidad Precio de Corto Plazo	- 0.1; -0.15; -0.2	FIEL (2015); CEARA (2014)
Precio de la Energía Eléctrica Consumida (USD, en MWh)	\$80.00	CAMMESA; SE
Precio de la TCO2 emitida (USD)	\$60.00	FMI (2022); Banco Mundial (2024)
Factor de Intensidad de Emisión (TCO2 x MWh)	0.41	Lazard (2023)
Tiempo de Convergencia del Escenario Contrafáctico	4 años	Supuesto BID
Costos Administrativos de los Subsidios	2.5%	ANSES (Data MECON)
Tasa de Descuento	12%	Supuesto BID

Fuente: Elaboración Propia.

### III. Beneficios Económicos

En la presente sección se procederá a presentar un resumen de los beneficios económicos asociados al programa de apoyo del BID calculados de acuerdo a lo establecido en la metodología precedente. En la presente sección se mostrarán los resultados del escenario base en VPN (utilizando una tasa de descuento del 12%), construido a partir de las siguientes hipótesis:

1. El escenario correspondiente a la mejora de la focalización alcanzables es el intermedio; esto quiere decir que los instrumentos de focalización son capaces de excluir de los beneficios de tarifas eléctricas subsidiadas a los usuarios que en la actualidad los reciben y pertenecen a los 3 deciles más ricos de la distribución del IPCF.
2. La elasticidad-precio utilizada para computar los impactos de las modificaciones de las tarifas asignadas es de -0.15.
3. El precio de la TCO2 emitida se fija en USD60, y el coeficiente de emisión por MWh producido es de 0.41 toneladas de CO2.
4. Los costos administrativos de realizar transferencias se estipulan en 2,5% del monto transferido, en línea con los costos estimados para la AUH.

Los resultados del ejercicio se resumen en la Tabla 4. Los beneficios totales del apoyo en VPN se estipulan en 43 millones de USD (excluyendo el beneficio directo de los subsidios), y son explicados en un 26% por los beneficios asociados a la ganancia social producto de la eliminación de los consumos eléctricos ineficientes, un 53% por la reducción de emisiones de CO2 asociadas a la generación eléctrica evitada y un 21% a la reducción de costes administrativos producto de la reducción asociada de las transferencias necesarias.

<sup>9</sup> En el caso de existir múltiples valores alternativos reportados, el cálculo base computa el valor intermedio.

**Tabla 4. Beneficios Estimados en VPN (Tasa de Descuento: 12%)****Beneficios del Programa de Apoyo BID**

Subsidios (Beneficios Directos)	547,715,436
Ganancia Social Asociada a la Eliminación de Consumo Ineficiente	11,297,870
<i>% de los Beneficios Excluyendo Subsidios</i>	<i>26%</i>
Valor de las Emisiones Contaminantes Evitadas	22,661,899
<i>% de los Beneficios Excluyendo Subsidios</i>	<i>53%</i>
Ahorro de Costos de Administración del Subsidio	9,053,475
<i>% de los Beneficios Excluyendo Subsidios</i>	<i>21%</i>
<b>VPN Beneficios Total</b>	<b>590,728,681</b>

Fuente: Elaboración Propia

#### IV. Costos Económicos

Los costos asociados a la implementación del presente programa son estimados como la totalidad de los desembolsos a realizar por el BID incluidos en los Componentes 1 y 2 en el período de 4 años previsto. Como un supuesto simplificador para los cálculos se estableció que la totalidad de los desembolsos del Componente 2 se realizarán en un solo pago al inicio del programa. Este es un supuesto conservador que maximiza los costos en valor presente del programa. La Tabla 5 resume el VPN del cronograma de desembolsos establecido en el programa AR-L1406.

**Tabla 5. Costos Estimados en VPN (Tasa de Descuento: 12%)****Costos del Programa de Apoyo BID**

VPN Costo de las Transferencias (Componente 1)	547,715,436
VPN Desembolsos Previstos Apoyo BID (Componente 2)	20,000,000
<i>% de los Costos Excluyendo Subsidios</i>	<i>100%</i>
<b>VPN Costos Total</b>	<b>567,715,436</b>

Fuente: Elaboración Propia

#### V. Rentabilidad Económica

En la presente sección se resumen los resultados de los cálculos de beneficios y costos analizados en las secciones precedentes. El resultado indica que la rentabilidad económica de programa de apoyo AR-L1406 es positiva considerando los supuestos y parámetros del escenario base. El VPN del proyecto asciende a 23 millones de USD, lo que representa una TIR de 131% anual para las inversiones realizadas.

**Tabla 6. Rentabilidad Económica del Proyecto Estimada (Tasa de Descuento: 12%)**

**Rentabilidad Económica del Programa de Apoyo BID**

VPN Beneficios Total	590,728,681
VPN Costos Total	567,715,436
<b>VPN del Proyecto</b>	<b>23,013,245</b>
<b>TIR del Proyecto</b>	<b>131%</b>

Fuente: Elaboración Propia

## VI. Análisis de Sensibilidad

En la presente sección se procederá a realizar los análisis de sensibilidad correspondientes a diversas modificaciones de los supuestos y a los parámetros utilizados en los modelos. Los resultados se presentarán en términos de las TIRs resultantes ante las modificaciones sugeridas. Los detalles de cómo los beneficios y costos son afectados pueden verse en el archivo de Excel adjunto al presente documento.

En primer lugar, se presentan los resultados del análisis de sensibilidad asociado a modificaciones en los supuestos sobre las mejoras obtenibles en la focalización y a la elasticidad-precio imputada para estimar los impactos de las variaciones de las tarifas sobre los consumos de los usuarios; todo el resto de los parámetros permanecieron constantes para este ejercicio. La Tabla 7 resume los resultados obtenidos, que como puede observarse son robustos a la modificación de estas variables. En verde se encuentra marcado el escenario base.

**Tabla 7. Análisis de Sensibilidad: Modificaciones sobre las Mejoras en la Focalización y las Elasticidades-Precio.**

		Focalización		
		Excluyo 20% más Rico	Excluyo 30% más Rico	Excluyo 40% más Rico
Elasticidad-Precio	Alta	112%	219%	482%
	Media	43%	131%	269%
	Baja	16%	67%	138%

Fuente: Elaboración Propia

Una alternativa para evaluar la robustez de las estimaciones a las modificaciones en estos parámetros es estimar cuales son los valores de *break-even* a los cuales las modificaciones en los supuestos sobre las mejoras obtenibles en la focalización y a la elasticidad-precio imputada tornan el TIR del proyecto negativo. Considerando para las estimaciones los valores de elasticidad-precio medios, este análisis indica que las mejoras de focalización necesarias para alcanzar una TIR positiva requieren desarrollar la

capacidad de excluir de los beneficios de los subsidios a los usuarios pertenecientes al 11% más rico de la población. Asimismo, utilizando como referencia el desarrollo de mecanismos de focalización capaces de excluir al 30% más rico de los beneficios, este análisis indica que la elasticidad-precio mínima requerida para alcanzar una TIR positiva del proyecto es de -0.03%. Ambos valores de *break-even* se consideran por debajo de los valores y resultados esperables del proyecto de acuerdo a los trabajos académicos antes reportados y a otras experiencias de focalización de programas vigentes en Argentina.

En segundo lugar, la Tabla 8 muestra como la rentabilidad del proyecto se ve afectada ante variaciones en el precio utilizado para valuar las emisiones de CO2 evitadas por la reducción del consumo eléctrico asociada a las modificaciones tarifarias. Nuevamente, en verde se encuentra marcado el escenario base. En casi todas las alternativas consideradas (con excepción del escenario con supuestos pesimistas respecto de las capacidades de focalización y con una elasticidad precio baja) el resultado económico del proyecto tiene un resultado positivo.

**Tabla 8. Análisis de Sensibilidad: Modificaciones sobre el precio del CO2**

*USD40 x TCO2*

		Focalización		
		Excluyo 20% más Rico	Excluyo 30% más Rico	Excluyo 40% más Rico
Elasticidad-Precio	Alta	108%	138%	291%
	Media	17%	78%	165%
	Baja	-5%	33%	80%

*USD60 x TCO2*

		Focalización		
		Excluyo 20% más Rico	Excluyo 30% más Rico	Excluyo 40% más Rico
Elasticidad-Precio	Alta	112%	219%	482%
	Media	43%	131%	269%
	Baja	16%	67%	138%

*USD80 x TCO2*

		Focalización		
		Excluyo 20% más Rico	Excluyo 30% más Rico	Excluyo 40% más Rico
Elasticidad-Precio	Alta	116%	330%	773%
	Media	73%	199%	417%
	Baja	38%	109%	214%

Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, en la Tabla 9 se muestra como la rentabilidad del proyecto se ve afectada ante variaciones en los costos administrativos asociados a la gestión administrativa de las transferencias (subsidios). Nuevamente, en verde se encuentra marcado el escenario base. Los resultados indican que en todos los escenarios considerados el retorno económico del proyecto supera sus costos.

**Tabla 9. Análisis de Sensibilidad: Modificaciones sobre los Costos Administrativos de los Subsidios**

*Costos Administrativos de los Subsidios 1%*

		Focalización		
		Excluyo 20% más Rico	Excluyo 30% más Rico	Excluyo 40% más Rico
Elasticidad-Precio	Alta	73%	155%	355%
	Media	20%	92%	200%
	Baja	1%	44%	101%

*Costos Administrativos de los Subsidios 2%*

		Focalización		
		Excluyo 20% más Rico	Excluyo 30% más Rico	Excluyo 40% más Rico
Elasticidad-Precio	Alta	98%	196%	436%
	Media	35%	117%	245%
	Baja	10%	59%	125%

*Costos Administrativos de los Subsidios 2,5%*

		Focalización		
		Excluyo 20% más Rico	Excluyo 30% más Rico	Excluyo 40% más Rico
Elasticidad-Precio	Alta	112%	219%	482%
	Media	43%	131%	269%
	Baja	16%	67%	138%

Fuente: Elaboración Propia

## VII. Conclusiones

En el presente documento se realizaron distintos análisis para establecer los efectos económicos de la intervención de política financiadas mediante el préstamo AR-L1406. Los resultados indican que el retorno económico de dicho programa es positivo (aunque con un rango amplio dependiendo de los supuestos considerados) bajo las distintas configuraciones que son consideradas razonables. En el presente trabajo se han optado por considerar supuestos metodológicos conservadores, por lo que los resultados pueden ser considerados como retornos mínimos esperables de las intervenciones financiadas. Bajo el escenario base el proyecto presenta un VPN de 23 millones de USD, lo que representa una TIR de 131% anual para los recursos utilizados. Los resultados son robustos a cambios en los supuestos sobre las mejoras

alcanzables en la focalización de los subsidios, las elasticidades-precio utilizadas y a modificaciones en los principales parámetros de precios utilizados.

## VIII. Bibliografía Utilizada

Banco Mundial (2024). "State and Trends of Carbon Pricing 2024". Washington, DC: World Bank. DOI: 10.1596/978-1-4648-2127-1.

Borenstein S. and J. Bushnell (2021), "Issues, Questions and a Research Agenda for the Role of Pricing in Residential Electrification", Working Paper 21/35, Resources for the Future.

CEARE (2014). "Análisis de los determinantes de la Demanda Residencial de Energía Eléctrica en la Argentina". Buenos Aires, Argentina.

Economía y Energía (2024). "Tarifas eléctricas y subsidios a la energía en la Argentina 2016-2024". Nota para el BID.

FIEL (2015). "Subsidios a la Energía, Devaluación y Precios". Documento de Trabajo número 122.

FIEL (2023). "Lineamientos para una reforma regulatoria en energía a partir de dic-2023: gas natural y electricidad". Documento de Trabajo.

FMI (2022). "Carbon Taxes or Emissions Trading Systems?: Instrument Choice and Design". Staff Climate Note No 2022/006.

Hansen J.P. & J. Percebois (2017), Transitions électriques: Ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su nous dire, Paris: Odile Jacob

Helm D. & C. Mayer (2016), "Infrastructure: why it is under provided and badly managed", Oxford Review of Economic Policy, 32, 3, pp. 343-59

Helm D. (2021), "Luck is not and energy policy-the cost of energy, the price cap and what to do about it", <http://www.dieterhelm.co.uk/regulation/regulation/luck-is-not-an-energy-policy-the-cost-of-energy-the-price-cap-and-what-to-do-about-it/>

Lazard (2023). "LCOE Lazard". Reporte.

Navajas, F (2023). Electricity rate structure design in Latin America: where do we stand? where should we go?. Nota técnica del BID 2766. Washington, DC: Banco Interamericano de Desarrollo.

## A. Anexo 1: Estimaciones de Incidencia del Esquema de Subsidios a los Servicios Eléctricos en AMBA

En el presente Anexo se detallan los mecanismos utilizados para determinar los errores de inclusión y exclusión de la política de segmentación tarifaria, previo a las reformas impulsadas por el GdA durante el año 2024. Dichas estimaciones constituyen la línea base sobre las que las mejoras en la focalización de los subsidios propuestas y apoyadas por el presente programa son estimadas.

Para realizar dichas estimaciones, es necesario recolectar información respecto del gasto de los hogares en lo respectivo a su consumo eléctrico. Dicha información se encuentra disponible en la Encuesta Nacional de Gasto de los Hogares (ENGHo), cuya última versión disponible incorpora datos recolectados durante el período comprendido entre noviembre de 2017 y noviembre de 2018. La utilización de la ENGHo supone obtener las cantidades consumidas a partir de los gastos reportados por cada hogar en la región del AMBA en el período de la muestra. Para realizar este ejercicio se deben utilizar los cuadros tarifarios vigentes al levantar los datos de la encuesta, y así vincular los gastos reportados a un nivel de consumo efectivo. A continuación, se presenta la metodología utilizada.

### Metodología de Recupero de cantidades consumidas en ENGHo 2018

Las cantidades consumidas por los hogares de kWh se encuentran reportadas erróneamente en la Encuesta Nacional de Gasto de los Hogares (ENGHo) 2018. El 65% de las observaciones poseen valores iguales o menores a una unidad para electricidad en el AMBA.

Ante esto existe una imposibilidad de utilizar los datos de consumo de energía eléctrica reportados directamente en la ENGHo. Por ello, para obtener las cantidades consumidas de kWh, se ha optado por aplicar la metodología utilizada en Navajas (2008) mediante la cual, partiendo del gasto reportado y, por inducción hacia atrás, según los cuadros tarifarios correspondientes, se estiman los patrones de consumo.

### Cuadro A1. Metodología Navajas (2008). Caso electricidad.

- Toma el gasto neto de impuestos de cada hogar, y con información del cuadro tarifario correspondiente (cargos fijos –CF– y cargos variables –CV–) se obtienen las cantidades consumidas de la siguiente forma:  
Gasto = 2\*CF + Q\*CV  
 $Q = (\text{Gasto} - 2*CF) / CV$
- Se genera la variable **kwh** que almacenará las cantidades finales correspondientes al consumo para hogar.
- Según las nueve categorías de consumo contenidas en el cuadro tarifario, se generan las variables **KwhR1** a **KwhR9** donde:  
 $KwhR1 = (\text{Gasto} - 2*CFR1) / CVR1$   
 $KwhR2 = (\text{Gasto} - 2*CFR2) / CVR2$   
...  
 $KwhR9 = (\text{Gasto} - 2*CFR9) / CVR9$
- Entonces, para cada hogar, se obtiene un valor de KwhR1 hasta KwhR9
- Luego, se reemplaza kwh por el valor KwhRX consistente con el cuadro tarifario, por ejemplo:  
replace kwh = KwhR1 if KwhR1>0 & KwhR1<=300  
replace kwh = KwhR2 if KwhR2>301 & KwhR2<=650  
replace kwh = KwhR3 if KwhR3>651 & KwhR3<=800
- Dado el carácter creciente de los cargos fijos y variables con las categorías de consumo donde  $CFR1 < CFR9$  y  $CVR1 < CVR9$ , y entonces,  $KwhR1 > KwhR9$ , cabe destacar que **para cada hogar solamente habrá un valor posible para kwh**.
- Por ejemplo, si  $KwhR1 = 200$ , entonces  $KwhR2 < 200$  y sus límites son 301 y 650 por lo que el único valor posible para imputar es el KwhR1
- Finalmente, los valores de kwh se escalan a la media administrativa según ADEERA.

Fuente: Elaboración Propia.

Un hecho importante en la política energética para tener en cuenta a la hora de aplicar la metodología de Navajas (2008) de recuperación de patrones de consumo radica en que en 2016 se introdujo en el país la Tarifa Social Federal (TSF). Esta tarifa es un subsidio a la energía que se les otorga a los hogares de mayor vulnerabilidad económica. Para electricidad dicha tarifa implica que se cobra un precio diferencial o se otorga un descuento para los primeros niveles de consumo.

### Cuadro 2. Esquema de Tarifa Social Federal para electricidad. Región AMBA (EDENOR y EDESUR)

#### Ejemplo de esquema de Tarifa Social Federal para electricidad – AMBA (Edenor, Edesur):

1. Hasta un consumo mensual de 150 kWh/mes (consumo base) se descontará el 100% del Precio Estabilizado de la Energía (PEE).
2. Para el consumo mensual excedente del consumo base del inciso anterior:
  - 2.1 Hasta los 150 kWh/mes se descontará el 50% del Precio Estabilizado de la Energía (PEE).
  - 2.2 Para el resto del consumo excedente, no tendrá descuento en el Precio Estabilizado de la Energía (PEE).

Fuente: Elaboración Propia.

La introducción de la TSF genera una dificultad a la hora de recuperar las cantidades en la ENGHo 2018 con la metodología de Navajas (2008). Esto se debe a que para un mismo gasto reportado en la ENGHo pueden corresponder dos niveles de consumo distinto, uno si se contempla la tarifa social, y otro si se contempla la tarifa plena. Asimismo, la introducción de la TSF agregó cambios en los esquemas tarifarios. Por ejemplo, en el AMBA los hogares con tarifa social no siguen un esquema de tarifa en dos partes puro, sino que se agrega una bonificación por cantidades consumidas.

Lo mencionado en el párrafo anterior no sólo deja en evidencia la dificultad para emplear la metodología de Navajas (2008), sino que ex ante hay que clasificar a los hogares según posean o no tarifa social y, además, calcular la cantidad consumida de energía en base a esquemas diferentes y más complejos. Esta es la lógica aplicada para recuperar las cantidades consumidas de energía.

En detalle, la metodología de recupero de cantidades consumidas a partir del gasto reportado en la ENGHo consiste en:

1. Tomar el gasto reportado por los hogares en energía eléctrica.
2. Deducir del gasto en energía las tasas e impuestos correspondientes.
3. Clasificar a los hogares según sean beneficiarios o no de tarifa social.
4. Confeccionar cuadros tarifarios trimestrales realizando una ponderación simple de los cuadros tarifarios mensuales para que coincidan con la periodicidad de la ENGHo 2018.
5. Estimar el consumo de energía en función del gasto reportado, de los cuadros tarifarios correspondientes, de la clasificación de los hogares sean o no beneficiarios de TSF y del esquema tarifario.
6. Escalar cantidades a la media de consumo administrativa.

### Actualización de los patrones hacia el año 2023

A partir de la metodología de recupero de cantidades explicada en el apartado anterior se logran obtener los patrones de consumo de kWh para el AMBA en el año 2018. De manera de lograr un patrón de consumo de energía actualizado se llevan adelante dos estrategias de actualización:

1. **Estrategia de escalamiento:** a partir de la información administrativa de consumo de 2023 se ajusta la distribución obtenida en 2018 a la media administrativa de 2023 de manera de alcanzar los niveles de 2023. La limitación de esta metodología radica en que no modifica la distribución de consumo.
2. **Estrategia de elasticidad:** esta metodología estima los patrones de consumo energético teniendo en cuenta los efectos en el consumo de los hogares ante cambios en los precios de las tarifas entre 2018 y 2023. A partir del cambio real en el cargo variable de los cuadros tarifarios y considerando una elasticidad precio de la demanda de energía relativamente baja (-0.2) se actualizan los consumos de los hogares hacia 2023. Esta estrategia contempla la limitación de la metodología 1) dado que se modifica la distribución de consumo. Finalmente, se ajustan los niveles de consumo a la media administrativa.

De esta forma, se obtienen dos patrones de consumo alternativos para el año 2023 para electricidad.

## Identificación de la política de segmentación tarifaria

La política de segmentación tarifaria se implementó en la segunda mitad de 2022. Se clasifica a los hogares en tres grupos que reciben distintos grados de subsidio a la energía:

- Nivel 1: hogares de mayores ingresos. Enfrentan la quita total del subsidio si cumplen alguno de estos requisitos:

- O Ingresos mensuales totales del hogar equivalentes o superiores a 3,5 canastas básicas para un hogar tipo 2 según el INDEC.

- O Tener 3 o más vehículos con una antigüedad menor a 5 años.

- O Tener 3 o más inmuebles.

- O Poseer una embarcación, una aeronave de lujo o ser titular de activos societarios que demuestren capacidad económica plena.

- Nivel 2: hogares de menores ingresos. Pueden afrontar aumentos de hasta el 40% de la variación del coeficiente de variación salarial siempre que cumplan alguna de estas condiciones:

- O Ingresos netos menores a 1 canasta básica total para un hogar tipo 2 según INDEC (excepción: para hogares con una o un conviviente con Certificado Único de Discapacidad (CUD), los ingresos mensuales totales para formar parte de este segmento deben ser menores a 1,5 canastas básicas para un hogar tipo 2 según INDEC).

- O Poseer hasta 1 inmueble.

- O No poseer 1 vehículo con menos de 3 años de antigüedad (excepción: los hogares con una o un conviviente con Certificado Único de Discapacidad (CUD) pueden poseer hasta 1 vehículo con menos de 3 años de antigüedad para formar parte del segmento de menores ingresos).

Serán incluidos dentro de este segmento los hogares que, además de no cumplir las condiciones para formar parte del segmento de mayores ingresos, tengan:

- O Una o un integrante con Certificado de Vivienda expedido por el ReNaBaP.

- O Una o un integrante del hogar posea Pensión Vitalicia a Veteranos de Guerra del Atlántico Sur.

- O Una o un integrante con Certificado Único de Discapacidad (CUD) (excepción: en el caso de que el hogar con CUD tenga ingresos mensuales totales del hogar que superen las 1,5 canastas básicas para un hogar tipo 2 según INDEC y/o sean propietarios de 2 o más inmuebles, se lo ubicará en el segmento de ingresos medios).

- O Domicilio en donde funcione un comedero o merendero comunitario registrado en el RENACOM (excepción: en el caso de que en el hogar funcione un comedero o merendero comunitario registrado en RENACOM y que los ingresos sean mayores a 1 canasta básica total para un hogar tipo 2 según INDEC y/o posean 2 o más inmuebles o 1 vehículo con menos de 3 años de antigüedad, se lo ubicará en el segmento de ingresos medios).

• Nivel 3: hogares de ingresos medios. Pueden afrontar aumentos de hasta el 80% de la variación del coeficiente de variación salarial siempre que cumplan alguna de estas condiciones:

O Ingresos mensuales totales entre 1 y 3,5 canasta básicas para un hogar tipo 2 según INDEC (excepción: para hogares con una o un conviviente con Certificado Único de Discapacidad (CUD), los ingresos mensuales totales para formar parte de este segmento pueden variar entre 1,5 y 3,5 canastas básicas para un hogar tipo 2 según INDEC).

O Poseer hasta 2 inmuebles.

O Poseer hasta 1 vehículo con menos de 3 años de antigüedad (excepción: los hogares con una o un conviviente con Certificado Único de Discapacidad (CUD) pueden poseer hasta 1 vehículo con menos de 3 años de antigüedad para formar parte del segmento de ingresos medios).

Dada la disponibilidad de datos para identificar estos criterios en la ENGHo, la identificación de los hogares resulta imperfecta, ya que se subestima la cantidad de hogares de mayores ingresos (19% vs 33% observado administrativamente) y de menores ingresos (37% vs 47%). Ante esto se toman dos estrategias de manera de ajustar la distribución de hogares entre los niveles de segmentación.

1. **Estrategia perfecta:** suponiendo que la proporción de hogares que resta identificar están adecuadamente focalizados, se toman aquellos hogares de deciles más altos (bajos) de ingreso asignados a N3 y se los reasigna a N1 (N2).

2. **Estrategia proporcional:** suponiendo que la proporción de hogares que resta identificar reproducen los errores de inclusión y exclusión identificados de forma directa en la ENGHo.

**Tabla 1. Proporción de hogares por nivel de segmentación tarifaria. Año 2022.**

	Segmentación tarifaria			
	Base	Perfecta	Proporcional	Observado
Nivel 1	19%	33%	32%	33%
Nivel 2	37%	47%	46%	47%
Nivel 3	45%	20%	22%	20%

Fuente: Elaboración propia en base a ENGHo (2018) y Cámara de Diputados de la Nación (2022).

Para los cálculos del presente trabajo fue utilizada la estrategia de identificación proporcional.

## B. Anexo 2: Escenario Contrafáctico Alternativo Asociado a la Implementación de Tarifas Eléctricas Plenas

En el presente documento se elaboró el análisis económico financiero bajo la premisa de que en caso de no contar con las mejoras en los mecanismos de focalización atribuibles a la colaboración entre el GdA y el BID, el ajuste de las tarifas eléctricas solo podría ser llevado a cabo de forma progresiva debido a preocupaciones sobre la viabilidad desde un punto de vista distributivo de que los hogares vulnerables puedan afrontar tarifas que cubran los costos de provisión de los servicios de forma plena.

En el presente anexo se realizará un ejercicio alternativo bajo el supuesto alternativo de que el GdA puede implementar tarifas plenas de manera inmediata para todos los usuarios, siendo el apoyo financiero aportado por el BID el único apoyo disponible para reducir el impacto de las variaciones tarifarias sobre las poblaciones vulnerables (suponiendo que las mismas son perfectamente identificables). Este escenario contrafáctico solo se presenta como un ejercicio teórico a pedido del BID, independientemente de las consideraciones respecto de la viabilidad del mismo. Por ende, no modifica las conclusiones y las argumentaciones realizadas en el cuerpo principal del documento.

La posibilidad de establecer tarifas plenas a niveles eficientes de recuperación de los costos implica ganancias de bienestar agregado por la reducción del consumo eléctrico ineficiente, beneficios asociados a la reducción de emisiones y ahorros en los costos administrativos que no serán evaluados en este Anexo. En esta sección solo se procederá a estimar el beneficio asociado a los multiplicadores del gasto asociados al gasto en subsidios vinculado al programa sostenido por el BID (los cuales serán neteados de sus respectivos costos administrativos), por lo que puede considerarse una estimación de mínima. Como fue mencionado en el cuerpo principal del documento, los beneficios directos de los subsidios no deben ser computados puesto que desde una perspectiva de bienestar social agregado son equivalentes a los costos de brindarlos. En esta sección se computan los beneficios indirectos de las transferencias monetarias mediante los subsidios a la energía eléctrica apoyados por el BID, a partir del cálculo de un multiplicador de impulso fiscal, un concepto ampliamente utilizado en economía (ver Ramey, 2011 para un resumen de la literatura). Estos efectos solo pueden ser considerados en un contexto en el que la economía se encuentra en una circunstancia de subutilización de factores productivos, por lo que no son directamente extrapolables a circunstancias, por ejemplo, de pleno empleo.

Distintos estudios han computado multiplicadores fiscales para Argentina. El Banco Central de la República Argentina (BCRA, 2021) estima multiplicadores para distintos componentes del gasto público – consumo público, gasto social y gasto de capital- encontrando valores positivos pero menores a uno para el consumo público, y mayores a uno para el gasto social, e incluso superiores a 2 para el gasto de capital. Fernández (2017) calcula un multiplicador para el turismo, encontrando valores superiores a dos, mediante la metodología de ecuaciones múltiples. Finalmente, Fiorito (2015) construye un multiplicador de largo plazo a partir de los datos de las cuentas nacionales del INDEC, que, por el período considerado, incluye tanto al consumo como a la inversión como variables inducidas por el ingreso. En todos los casos se cuantifican los efectos directos e indirectos del impulso fiscal, por lo que es esperable que los multiplicadores obtenidos en estos trabajos sean superiores al resultado del presente ejercicio.

## Metodología de Cálculo

El multiplicador computa el efecto “acumulativo” indirecto que genera el incremento de las transferencias, sobre una economía que presenta recursos desempleados. El ejercicio solo computará el efecto multiplicador de la medida, y no el efecto directo de la transferencia, ya que, siguiendo a Brent (2013), las transferencias son paralelamente un beneficio para los perceptores, pero un costo para quien la realiza, en este caso el gobierno.

El efecto indirecto de la transferencia monetaria  $T$ ,  $E_T$ , puede calcularse de la siguiente forma:

$$E_T = M_I T$$

done  $M_I$  es el multiplicador indirecto, calculado como:

$$M_I = \frac{[c(1-t) - m]}{1 - [c(1-t) - m]}$$

Y donde:

$T$ : transferencia monetaria realizada indirectamente por los subsidios.

$c$ : propensión marginal al consumo

$m$ : propensión marginal a las importaciones.

$t$ : la propensión marginal a los impuestos

Sobre el cómputo del multiplicador, se hacen las siguientes consideraciones:

1. Como únicamente se computa el efecto de segunda ronda de la transferencia monetaria, el valor  $M_I$  resulta menor al de un multiplicador estándar,  $M = \frac{M_I}{c(1-t)-m} > M_I$ .
2. En línea con la literatura especialidad sobre el tema (Fiorito, 2015) la porción del consumo efectivamente inducida por el ingreso corriente,  $c$ , se aproxima a partir de la participación en el ingreso total ( $Y$ ) de los asalariados ( $W$ ) y los perceptores de ingreso bruto mixto (IBI), -que incluye esencialmente a trabajadores independientes, cuentapropistas y pequeños comerciantes (FLACSO, 2022). Es decir,  $c = \frac{W+IBM}{Y}$ .  
El valor de  $c$  obtenido es considerablemente menor a aquel derivado de computar a la variable  $c$  directamente como la proporción del consumo sobre el ingreso. La razón de adoptar este supuesto conservador es que ello permite excluir del efecto multiplicador aquella parte del consumo de los individuos que tiene determinantes independientes del ingreso corriente (riqueza acumulada, condiciones en el mercado de crédito, precio de los activos financieros).
3. La proporción de los impuestos directos en la renta nacional,  $t$  se calcula como el porcentaje que representan los impuestos directos pagados por los hogares en el ingreso total, e incluye el impuesto a las ganancias sobre personas físicas, los impuestos a la propiedad –bienes personales- aportes a la seguridad social y los impuestos provinciales sobre la propiedad).
4. Dada la elevada proporción de insumos importados, se asume que todas las importaciones son inducidas por el ingreso, por lo que  $m = Im/Y$  siendo  $Im$  el valor de las importaciones totales.

5. Como supuesto conservador, y a diferencia de otros estudios sobre esta temática (Egger et al. 2019; Fiorito, 2015), no se tomará en cuenta en el ejercicio el potencial incremento de la capacidad productiva derivado de la expansión de la demanda (o efecto acelerador), que incrementaría todavía más el efecto multiplicador fiscal.

Los valores de las variables de interés para la construcción del multiplicador  $M_f$  fueron obtenidos de datos de las cuentas nacionales del INDEC, tomando como referencia el valor promedio de cada variable en el período 2014-2023 (últimos 10 años).

Se asume que el multiplicador tiene efectividad plena, lo que presupone la inexistencia de restricciones de oferta –por ejemplo, imposibilidad de importar insumos- que naturalmente reducen la efectividad de la medida. Finalmente, se supone que el monto de las transferencias se distribuye de manera uniforme durante los 4 años que dura la intervención.

## Resultados

La Tabla A2.1 resume los valores obtenidos de los parámetros para el cómputo del multiplicador fiscal,  $M_f$ , que es de 0,22 para el periodo considerado, los otros parámetros utilizados para los cálculos y los resultados de las estimaciones realizadas bajo la metodología propuesta.

**Tabla A2.1. Resultados del Cómputo de las Estimaciones de Costos y Beneficios (Multiplicador)**

Propensión al consumo de los Hogares	0.47				
Propensión a Importar	0.26				
Multiplicador Fiscal	1.22				
Propensión a gravar	0.06				
Multiplicador fiscal neto	0.22				
Factor de Ajuste del multiplicador	1.00				
Multiplicador Fiscal Ajustado	0.22				
<b>Transferencia (Subsidios)</b>	678,000,000				
<b>Transferencia anual</b>	169,500,000	169,500,000	169,500,000	169,500,000	169,500,000
<b>Efecto multiplicador neto</b>	36,605,160	36,605,160	36,605,160	36,605,160	36,605,160
<b>Costos Asociados</b>					
<b>Costos administrativos</b>	2.5%	4,237,500.00	4,237,500.00	4,237,500.00	4,237,500.00
<b>VPN de Beneficios y Costos</b>	<b>98,311,891</b>				
<b>Tasa de descuento</b>	12.0%				
<b>VPN Beneficios Multiplicador</b>		32,683,179	29,181,410	26,054,830	23,263,241
<b>VPN Total Beneficios Multiplicador</b>	111,182,659				
<b>VPN Costos Administrativos</b>		3,783,482	3,378,109	3,016,169	2,693,008
<b>VPN Total Costos Administrativos</b>	12,870,768				
<b>Rentabilidad Económica del Programa de Apoyo BID</b>					
VPN Beneficios (indirectos) Multiplicador Total					111,182,659
VPN Costos Administrativos Total					12,870,768
<b>VPN del Proyecto</b>					<b>98,311,891</b>

Fuente: Elaboración Propia.

Los resultados de este análisis los impactos indirectos sobre la actividad económica producto de la implementación de los subsidios financiados por el BID (multiplicador) exceden los costos asociados a la administración de los mismos en un monto estimado en VPN de aproximadamente 98 millones de USD.

## C. Anexo 3: Escenario en Mejoras a la Focalización Acotadas a los Usuarios Nivel 2

A lo largo del presente documento los resultados reportados tomaban como supuesto que las mejoras en la capacidad de focalizar adecuadamente los subsidios serían utilizadas para evitar filtraciones en la identificación de usuarios de altos ingresos tanto dentro del universo de los actuales usuarios Nivel 2 como en el universo de los usuarios Nivel 3. Esta suposición se respalda en que el desarrollo de capacidades y mecanismos de identificación de usuarios debería ser independiente del universo de usuarios al que es aplicado; en este sentido, la lógica indica que si uno desarrolla una capacidad institucional y técnica como para poder identificar un usuario Nivel 2 de altos ingresos que debe ser excluido del beneficio de la tarifa subsidiada, las mismas capacidades podrían ser utilizadas para evaluar usuarios pertenecientes al Nivel 3.

Sin embargo, a pedido del BID, dado que el presente préstamo se enfoca en la colaboración en el financiamiento de subsidios únicamente a usuarios Nivel 2, en el presente Anexo se procederá a reportar los resultados asociados a considerar el ejercicio bajo el supuesto de que solo se verán afectados por una mejora en los mecanismos de focalización los usuarios pertenecientes al Nivel 2. En este contexto, los usuarios identificados como Nivel 3 no sufrirán ningún impacto diferencial respecto de lo esperado en el escenario contrafáctico. La metodología aplicada más allá de esta variación es exactamente la misma que la detallada en el cuerpo principal del presente documento y la configuración de los parámetros respeta a los correspondientes a los utilizados para el escenario base.

### Resultados

En la presente sección se resumen los resultados de los cálculos de beneficios y costos analizados. El resultado indica que la rentabilidad económica de programa de apoyo AR-L1406 es positiva considerando los supuestos y parámetros bajo el escenario antes descrito. El VPN del proyecto asciende a 8.5 millones de USD, lo que representa una TIR de 39% anual para las inversiones realizadas (Ver Tabla C.1).

Adicionalmente, se presentan los resultados del análisis de sensibilidad asociado a modificaciones en los supuestos sobre las mejoras obtenibles en la focalización y a la elasticidad-precio imputada para estimar los impactos de las variaciones de las tarifas sobre los consumos de los usuarios; todo el resto de los parámetros permanecieron constantes para este ejercicio. La Tabla C.2 resume los resultados obtenidos, que como puede observarse son robustos a la modificación de estas variables.

**Tabla C.1. Rentabilidad Económica del Proyecto Estimada (Tasa de Descuento: 12%)**

**Beneficios del Programa de Apoyo BID**

Subsidios (Beneficios Directos)	547,715,436
Ganancia Social Asociada a la Eliminación de Consumo Ineficiente	6,332,012
<i>% de los Beneficios Excluyendo Subsidios</i>	22%
Valor de las Emisiones Contaminantes Evitadas	15,867,927
<i>% de los Beneficios Excluyendo Subsidios</i>	56%
Ahorro de Costos de Administración del Subsidio	6,288,642
<i>% de los Beneficios Excluyendo Subsidios</i>	22%
<b>VPN Beneficios Total</b>	<b>576,204,017</b>

**Costos del Programa de Apoyo BID**

VPN Costo de las Transferencias (Componente 1)	547,715,436
VPN Desembolsos Previstos Apoyo BID (Componente 2)	20,000,000
<i>% de los Costos Excluyendo Subsidios</i>	100%
<b>VPN Costos Total</b>	<b>567,715,436</b>

**Rentabilidad Económica del Programa de Apoyo BID**

VPN Beneficios Total	576,204,017
VPN Costos Total	567,715,436
<b>VPN del Proyecto</b>	<b>8,488,580</b>
<b>TIR del Proyecto</b>	<b>39%</b>

**Tabla C.2. Análisis de Sensibilidad: TIRs asociadas a variaciones sobre los supuestos de elasticidad precio y efectividad de las mejoras en la focalización (Tasa de Descuento: 12%)**

		Focalización		
		Excluyo 20% más Rico	Excluyo 30% más Rico	Excluyo 40% más Rico
Elasticidad-Precio	Alta	69%	71%	125%
	Media	3%	39%	73%
	Baja	-11%	12%	33%

## Análisis de sensibilidad: Modificaciones de los supuestos de costos

En este apartado se realiza el mismo análisis que en la sección precedente del Anexo pero, en este escenario, los desembolsos totales por USD 20 millones asociados al componente 2 del presente préstamo se prorratean a lo largo de 48 meses.

### Resultados

En esta sección se resumen los resultados de los cálculos de beneficios y costos de este análisis. El resultado indica que la rentabilidad económica de programa de apoyo AR-L1406 es positiva considerando los supuestos y parámetros bajo el escenario antes descrito. El VPN del proyecto asciende a 12.3 millones de USD, lo que representa una TIR de 70% anual para las inversiones realizadas (Ver Tabla C.3).

Adicionalmente, se presentan los resultados del análisis de sensibilidad asociado a las modificaciones en los supuestos sobre las mejoras obtenibles en la focalización y en la elasticidad-precio imputada para estimar los impactos de las variaciones de las tarifas sobre los consumos de los usuarios y en el prorrateo de los desembolsos; todo el resto de los parámetros permanecieron constantes para este ejercicio. La Tabla C.4 resume los resultados obtenidos, que como puede observarse son robustos a la modificación de estas variables.

**Tabla C.3. Rentabilidad Económica del Proyecto Estimada (Tasa de Descuento: 12%).**

**Beneficios del Programa de Apoyo BID**

Subsidios (Beneficios Directos)	547.715.436
Ganancia Social Asociada a la Eliminación de Consumo Ineficiente	6.332.012
<i>% de los Beneficios Excluyendo Subsidios</i>	<i>22%</i>
Valor de las Emisiones Contaminantes Evitadas	15.867.927
<i>% de los Beneficios Excluyendo Subsidios</i>	<i>56%</i>
Ahorro de Costos de Administración del Subsidio	6.288.642
<i>% de los Beneficios Excluyendo Subsidios</i>	<i>22%</i>
<b>VPN Beneficios Total</b>	<b>576.204.017</b>

**Costos del Programa de Apoyo BID**

VPN Costo de las Transferencias (Componente 1)	547.715.436
VPN Desembolsos Previstos Apoyo BID (Componente 2)	16.685.923
<i>% de los Costos Excluyendo Subsidios</i>	<i>100%</i>
<b>VPN Costos Total</b>	<b>564.401.359</b>

**Rentabilidad Económica del Programa de Apoyo BID**

VPN Beneficios Total	576.204.017
VPN Costos Total	564.401.359
<b>VPN del Proyecto</b>	<b>11.802.657</b>
<b>TIR del Proyecto</b>	<b>70%</b>

**Tabla C.4. Análisis de Sensibilidad: TIRs asociadas a variaciones sobre los supuestos de elasticidad precio, efectividad de las mejoras en la focalización (Tasa de Descuento: 12%) y prorrateo de los desembolsos**

		Focalización		
		Excluyo 20% más Rico	Excluyo 30% más Rico	Excluyo 40% más Rico
Elasticidad-Precio	Alta	40%	116%	199%
	Media	21%	70%	120%
	Baja	3%	34%	62%

## D. Anexo 4: Evolución de los errores de inclusión para los distintos escenarios

**Tabla D.1. Errores de inclusión para escenarios base y contrafactual. Población objetivo: 40% más pobre. Mejoras en la exclusión: 20% más rico.**

<b>Población objetivo: 40% más pobre (excluyo al 20% más rico)</b>				
	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>
<b>Escenario base</b>	<b>28,80%</b>	<b>28,80%</b>	<b>28,80%</b>	<b>28,80%</b>
<b>Escenario contrafactual</b>	<b>31,60%</b>	<b>30,70%</b>	<b>29,70%</b>	<b>28,80%</b>

**Tabla D.2. Errores de inclusión para escenarios base y contrafactual. Población objetivo: 40% más pobre. Mejoras en la exclusión: 30% más rico.**

<b>Población objetivo: 40% más pobre (excluyo al 30% más rico)</b>				
	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>
<b>Escenario base</b>	<b>24,00%</b>	<b>24,00%</b>	<b>24,00%</b>	<b>24,00%</b>
<b>Escenario contrafactual</b>	<b>31,60%</b>	<b>29,07%</b>	<b>26,53%</b>	<b>24,00%</b>

**Tabla D.3. Errores de inclusión para escenarios base y contrafactual. Población objetivo: 40% más pobre. Mejoras en la exclusión: 30% más rico.**

<b>Población objetivo: 40% más pobre (excluyo al 40% más rico)</b>				
	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>
<b>Escenario base</b>	<b>19,70%</b>	<b>19,70%</b>	<b>19,70%</b>	<b>19,70%</b>
<b>Escenario contrafactual</b>	<b>31,60%</b>	<b>27,60%</b>	<b>23,70%</b>	<b>19,70%</b>