

Diseño de estructura tarifaria eléctrica en América Latina:

¿En dónde estamos? ¿Adónde deberíamos ir? #

Fernando Navajas*

Marzo 27, 2023

Resumen

Este trabajo revisa algunos temas críticos de la estructura de las tarifas eléctricas para contribuir a una agenda de investigación de políticas. A partir de los principios económicos detrás del diseño de tarifas eléctricas, este documento pregunta qué opciones tiene América Latina para mejorar el diseño de tarifas eléctricas, donde se destacan las disyuntivas entre la recuperación de costos, la reflectividad de los mismos en la estructura de precios y la asequibilidad de los hogares. Las opciones sugieren una vía para mejorar la recuperación de costos a través de un mejor diseño y regulación del mercado mayorista; evitar un sesgo excesivo hacia precios volumétricos (\$/kwh) y moverse hacia cargos fijos y de capacidad; reducir o eliminar el formato creciente de los precios por bloques; promover la flexibilidad regulatoria y de medición inteligente para introducir tarificación de menú con esquemas opcionales y facturas garantizadas; promover la flexibilidad para agrupar usuarios y adaptarse a la innovación en la transición energética; atender la asequibilidad a través de esquemas tarifarios y de transferencias y avanzar hacia un formato de suma fija en los esquemas de tarifas sociales a través de un diseño de cargos fijos diferenciados; introducir devoluciones de impuestos para los hogares con ingresos medios y reformar la tributación para coordinar entre diferentes jurisdicciones. Por encima de todas estas dimensiones, los países deben coordinar entre sí sobre estándares comunes de información acerca del nivel, la estructura y las definiciones y contenidos de las tarifas eléctricas.

Clas. JEL: L51, L94, L98, Q41, Q48

Palabras clave: tarifas eléctricas, formato tarifario, bloques crecientes, cargos fijos, estructura de costos de suministro, definición de clientes, impuestos.

Se agradecen varios intercambios fructíferos con Michelle Hallack, Thomas Serebrisky, Lenin Balza, Mariana Weiss, Edilberto Matias, Sofia Olguin y Santos Espina Mairal. Algunos temas de este trabajo fueron expuestos en un seminario en la Academia Nacional de Ciencias Económicas (ANCE), Argentina en Octubre de 2022 y en el 8º Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía ELAEE/IAEE, en la Universidad TADEO, Bogotá, Colombia en Noviembre de 2022. Agradezco los comentarios de los participantes de ambas reuniones.

* Profesor Titular del Departamento de Economía, FCE-UBA y Economista Jefe de la Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas FIEL, Av. Córdoba 637, Buenos Aires C1054AAF, navajas@fiel.org.ar

Indice

1. Introducción	3
2. Principios económicos detrás del diseño de la tarifa eléctrica	5
2.1. <i>Tarifificación en bloques crecientes</i>	7
2.2. <i>Cargos fijos y recuperación de costos fijos</i>	9
3. Definición y correspondencia de elementos tarifarios y categorías de costos	10
3.1. <i>Reflectividad de costos, en sentido estricto y amplio</i>	11
3.2. <i>Estructura de costos y contabilidad regulatoria</i>	14
3.3. <i>Estructuras tarifarias y seguridad de suministro</i>	15
4. Definición de tipos de consumidores	15
4.1. <i>Patrón de carga, técnicas de medición y agrupamiento</i>	18
5. Coordinación entre tarifas e impuestos	19
6. Disyuntivas y opciones por delante	24
6.1. <i>Disyuntivas de los precios de la electricidad en ALC</i>	25
6.2. <i>Opciones o zona de acción</i>	27
6.3. <i>Shocks energéticos y diseño de tarifas eléctricas</i>	28
6.4. <i>Impacto de la reforma del precio del carbono en las tarifas eléctricas</i>	29
7. Reflexiones finales	33
Referencias	36

1. Introducción

La fijación del precio de la electricidad está experimentando una rápida transformación en línea con los cambios estructurales provocados por transición energética. Visto desde una perspectiva histórica de varias etapas, que se iniciaron en el período posterior a la Segunda Guerra Mundial bajo diferentes formas organizativas (Hansen y Percebois, 2017), los precios de la electricidad se reformarán ahora para adaptarse a dos cambios fundamentales en la gramática básica de costos y precios. En primer lugar, los precios marginales convergerán a valores muy bajos (si no cero, como tal vez ha exagerado Heal, 2021) con mayor volatilidad en el tiempo y el espacio. En segundo lugar, los cargos fijos serán mucho más importantes debido al papel más significativo de los costos de red en un sistema descentralizado que incorpora diversos recursos de energía distribuida. Esas variaciones significativas en los costos de generación y distribución, junto con la congestión, mueven la tendencia hacia esquemas de precios por tiempo de uso que ahora enfrentan muchas menos fricciones o costos de transacción, debido al asombroso impacto de la digitalización.

Este cambio gigantesco ejerce mucha presión para reformar el statu quo de la formación de los precios de la electricidad, particularmente en economías emergentes como las de América Latina y el Caribe (ALC), donde el “código de tarificación” todavía se concibe en el viejo paradigma, demasiado sesgado hacia los componentes volumétricos (\$/kwh) sin una correspondencia con los componentes de costos, sin relación con la diferenciación en el tiempo y con un exceso de precios discriminatorios provocado, en muchos países, por un uso excesivo de precios por bloques.¹

Además, la región está atrapada en un régimen en el que la asequibilidad es quizás un impedimento principal para un rebalanceo eficiente hacia cargos fijos, similar al debate de disyuntivas entre eficiencia y equidad de las tarifas en dos partes (Feldstein, 1972; Brown y Sibley, 1986; ver una aplicación temprana en Navajas y Porto, 1990 y más recientemente en Borenstein y Davis, 2010). La trampa ineficiente de las actuales estructuras de precios de la electricidad en ALC está bien ilustrada en artículos recientes de McRae y Wollak (2021) sobre Colombia, Hancevic, Nuñez y Rosellón (2022) sobre México y Urbiztondo, Barril y Navajas (2020) sobre Argentina. Los tres documentos presentan problemas en el diseño de tarifas que deben revertirse para adaptarse mejor a la transición energética.

Los países de la América Latina y el Caribe (ALC) no tienen precios de electricidad extremadamente altos -en promedio- en comparación con otras regiones. Además,

¹ La evidencia disponible muestra que ésta no es una característica completamente uniforme en la región, ya que, por ejemplo, Brasil, Chile y Colombia no muestran precios en bloque. Sin embargo, esto es bastante generalizado en muchos países como Argentina, Bolivia, Costa Rica, El Salvador, México, Paraguay y Uruguay. Esto incluye precios por bloques de componentes volumétricos y en algunos casos (Argentina, Bolivia, El Salvador, Perú y Uruguay) de cargos fijos diferenciados. El caso argentino ilustrado en la sección 5 es quizás el caso más destacado.

el costo nivelado de la electricidad (LCOE en la jerga técnica) en la región es relativamente bajo, principalmente debido a la alta presencia de generación hidroeléctrica (ver al respecto la Figura 9 en la sección 6 más adelante). Sin embargo, la carga promedio de las facturas de electricidad sobre el gasto o ingreso total de los hogares es muy alta (ver Cavallo, Powell y Serebrisky, 2020 y Mejdalani *et al*, 2022). Más allá del problema de la elevada pobreza y el bajo poder adquisitivo de los hogares, los precios de la electricidad no pueden acomodarse a la asequibilidad debido a las ineficiencias acumuladas en las empresas públicas, el mal desempeño del sistema regulatorio (debido al alto costo del capital y la falta de credibilidad regulatoria) y una carga excesiva de impuestos a la electricidad. De este modo, los problemas de asequibilidad crean tres problemas para el desempeño de las tarifas eléctricas en la región: primero, afectan los niveles de las tarifas creando problemas para la recuperación y la reflectividad de los costos; en segundo lugar, dan lugar a un exceso de rebalanceo en contra de usuarios como las empresas; tercero, dan lugar a una proliferación excesiva de discriminación ineficiente entre los hogares (ver Navajas 2006, para Argentina).

En este contexto y dado el statu quo en ALC (que es bastante heterogéneo en términos de instituciones reguladoras, prácticas de fijación de precios y problemas de asequibilidad), nuestro objetivo principal es contribuir a una agenda de investigación de información y políticas de tarificación en la región y sugerir componentes de un conjunto de datos y requisitos de información y estimación para tal agenda. Lo hacemos buscando exponer los principios del diseño de tarifas desde un ángulo metodológico; separar conceptualmente los elementos tarifarios entre componentes variables y fijos; proporcionar una discusión sobre la correspondencia de las tarifas con las categorías de costos; separar las tarifas de otros componentes de las señales de precios para el usuario final, como impuestos y cargos; discutir los elementos de la clasificación del tipo de consumidor; contribuir a la agenda de reforma de precios y diseño de tarifas en electricidad y a las opciones y disyuntivas abiertas a la política de reforma tarifaria.

Este trabajo está organizado en las siguientes secciones. En la sección 2, revisamos algunos principios para el diseño de tarifas con un ojo en lo que creemos es el sesgo del statu quo de las tarifas eléctricas de ALC hacia el diseño de tarifas eléctricas. En la sección 3 tratamos la definición y correspondencia de los componentes tarifarios y las categorías de costos, tema central para el estudio de la comparación de la estructura de las tarifas eléctricas. La sección 4 trata sobre la definición de tipos de clientes para la comparación de estructuras tarifarias. La Sección 5 llama la atención sobre un problema de coordinación entre tarifas, cargos e impuestos entre jurisdicciones regulatorias. La Sección 6 resume nuestra visión de las ventajas y desventajas, los escenarios alternativos y las opciones futuras para el progreso de las tarifas eléctricas con miras a comparaciones de tarifas eléctricas relevantes y útiles para la orientación de políticas en ALC. La sección 7 concluye con algunas reflexiones.

Relación con la literatura reciente. Nos relacionamos con los temas abordados en un borrador reciente no publicado de Mejdalani *et al* (2022) en el BID, pero con énfasis en los principios de fijación de precios recibidos de la extensa literatura sobre precios óptimos de servicios públicos. Borenstein y Bushnell (2021) y varios documentos de apoyo están estrechamente relacionados con nuestro enfoque de la reflectividad de costos en la electricidad. También nos relacionamos con el debate reciente sobre tarifas no lineales (Ito 2014; Ito y Zhang, 2020; Shaffer, 2020) por sus implicaciones en el exceso de diferenciación de bloques tarifarios (algo que se encuentra en Navajas y Porto, 1990 y Borenstein, 2010) y por el problema de las respuestas conductuales (Lavandeira *et al*, 2022) o de racionalidad limitada y “analfabetismo tarifario” (rate illiteracy). En cuestiones de estructura de costos, nos relacionamos con el enfoque de ACER (2021) sobre tarifas de distribución de electricidad, que también es útil en la clasificación del tipo de cliente. También discutimos las implicancias en las tarifas de la estructura de costos observada en Borenstein (2016), Perez-Arriaga *et al* (2017) y Helm (2017). Faruqui y Tang (2021) brindan una descripción de las prácticas y tendencias en el diseño de tarifas eléctricas que también se relacionan con problemas de clasificación de clientes. Estamos vinculados a trabajos sobre ALC (McRae y Wollak, 2020; Hancevic, Nuñez y Rosellon, 2020 y Urbiztondo, Barril y Navajas, 2020) que han señalado problemas de diseño de tarifas eléctricas que conducen a un sesgo volumétrico excesivo o diferenciación tarifaria. Nos relacionamos con Navajas y Olgún (2022) en términos de esfuerzos de información para evaluar los cuadros tarifarios en diferentes jurisdicciones. La evidencia sobre las métricas de precios del carbono relevantes para la reforma de las tarifas eléctricas se toma de Ahumada, Espina-Mairal, Navajas y Rasteletti (2023).

2. Principios económicos detrás del diseño de la tarifa eléctrica

La teoría de la fijación de precios de los servicios públicos evolucionó a lo largo del tiempo adaptando los principios a los cambios institucionales, regulatorios y tecnológicos. Esta vez no es diferente: la tarificación de la electricidad estuvo al frente de estos avances y una vez más lidera el cambio de paradigma. Esta ola actual puede verse como la tercera en los avances de la teoría de precios de los servicios públicos. La primera ola fue posterior a la Segunda Guerra Mundial con una equivalencia de facto entre los principios de fijación óptima de impuestos indirectos y de precios de los servicios públicos, debido a los monopolios públicos integrados verticalmente. La fijación de precios a costo marginal, la fijación de precios de Ramsey, las tarifas de horas punta/fuera de punta, las tarifas de dos partes², fueron

² Glosario para no economistas: *Fijación de precios a costo marginal*: fijación de precios de costo de oportunidad eficiente que refleja los costos incrementales relevantes. *Fijación de precios de Ramsey*: cuando una estructura de precios múltiples necesita abordar la eficiencia sujeta a alguna restricción regulatoria o de ganancias (costo del servicio) la discriminación de precios puede proceder de manera eficiente, lo que lleva a márgenes precio- costo (marginales) que se relacionan inversamente con la elasticidad precio de demanda, bajo ciertas condiciones. *Punta/Fuera de punta*: Las fluctuaciones de la demanda hacen que los precios respondan a las condiciones de la demanda;

todos avances significativos con muchas contribuciones en la teoría y la práctica (ver Turvey y Anderson, 1977 para la fijación de precios de la electricidad). La segunda ola fue la adaptación a la regulación eficiente donde el diseño de tarifas sigue un enfoque de regulación del costo del servicio (ver Wollak, 2008) y los avances previos en estructuras de precios se incorporan a este entorno (Brown y Sibley, 1986) pero perfeccionando los mecanismos de fijación de precios y las asimetrías de información (Laffont y Tirole, 1993; Wilson, 1993). Los precios dinámicos (es decir, los precios que reflejan las condiciones del mercado, como el tiempo de uso (TOU) o los avances de precios en tiempo real (RTP) se movieron a través de esta segunda ola, aunque la práctica quedó atrás (o tal vez siguió otra ruta diferente) de la teoría, particularmente en ALC .

La tercera ola está ahora en marcha y aún no se ha completado, conceptualmente hablando. Se deriva del proceso de transición energética y los cambios fundamentales en la estructura de costos, la descentralización y el uso de las tecnologías de la información (digitalización). Está impulsado por dos cambios fundamentales en la gramática básica de costos y precios: los precios marginales convergerán a valores muy bajos (si no cero, como ha exagerado Heal, 2021) y los cargos fijos surgirán como mucho más importantes debido al cambio tecnológico. La generación renovable y al papel mucho más significativo de los costes de red en un sistema descentralizado (Pérez Arriaga *et al*, 2017). Ante esto, y desde una perspectiva de teoría aplicada y política pública, existen dos frentes a abordar, con implicaciones en el diseño tarifario. Uno es el diseño de mercados mayoristas de electricidad (ver Cramton, 2017). El otro el diseño de estructuras tarifarias por usuarios, tipos de uso, tiempo de uso, espacio, etc.

En el diseño del mercado mayorista aparecen dos opciones, con los expertos académicos divididos sobre la importancia de cada una. Una es remunerar la capacidad y apartarse de la volatilidad de precios a costo marginal que va a venir de la mano de una penetración alta de renovables. La otra es poner más énfasis en señales de precios que sean más precisas. Podría decirse que algunos académicos en el Reino Unido y Europa favorecen el primero (Hansen y Percebois, 2017; Helm, 2017, 2021), mientras que en EEUU hay más optimismo para usar señales de precios marginales para evitar distorsionar los precios socialmente eficientes (Borenstein and Bushnell, 2021 podrían estar aquí aunque con una visión equilibrada). Los puntos de vista previos sobre el funcionamiento de los mercados mayoristas no son irrelevantes para el diseño de tarifas, a pesar de que el traslado (passthrough) de precios y el valor de la energía adquirida por las empresas distribuidoras pueda ajustarse a un único precio de equilibrio (de mercado) completado por señales

Tarifas de dos partes: cuando los costos fijos necesitan ser financiados/cubiertos y los instrumentos permiten el uso de un cargo fijo, entonces una tarifa de dos partes puede ser eficiente para no distorsionar a través de márgenes de precio-costo positivos. Varios nombres ilustres de la economía del siglo XX (Harold Hotelling, 1938; Frank Ramsey, 1927; Ronald Coase, 1946 y Marcel Boiteaux, 1956, por mencionar sólo algunos pioneros) están asociados al descubrimiento o discusión de estos mecanismos de fijación de precios.

debidas a externalidad a través de mecanismos de fijación de precios del carbono. El punto es que la propia señal del precio marginal se vuelve más o menos relevante bajo estas visiones o paradigmas de formación de precios alternativos.

En lo que respecta al diseño de tarifas, ahora existe un consenso emergente sobre los ingredientes o principios básicos que deben guiar las estructuras de tarifas. Primero, los precios marginales deben establecerse cerca de los costos marginales sociales (por ejemplo, incorporar los costos de emisión de CO₂ a través de la fijación de precios del carbono en los combustibles utilizados en la generación) y reflejar los valores de escasez a través de la fijación de precios nodales y las variaciones en las condiciones de la demanda y la congestión. En segundo lugar, los esquemas tarifarios no deberían depender en exceso de la cantidad consumida, es decir, deberían ser más bien uniformes en todo el volumen de energía consumida. En tercer lugar, los cargos fijos desempeñan un papel cada vez más importante en la financiación de costos fijos, comunes o de política, es decir, los servicios de infraestructura no deben imputarse a componentes volumétricos. En cuarto lugar, los impuestos y otros cargos no deben exacerbar el sesgo hacia la fijación volumétrica de precios para el usuario final. Más bien, deberían colaborar en la financiación de los costos fijos y ayudar a compensar los impactos de la reforma en la equidad.

La síntesis anterior nos lleva a un diseño tarifario en dos partes con una tributación posiblemente más sesgada hacia los cargos fijos (acomodando allí los subsidios). Un objetivo central es escapar del exceso de precios volumétricos con respecto a lo que es deseable para un precio de electricidad socialmente eficiente. Hay, sin embargo, muchos problemas que superar. Algunas son conceptuales (¿por qué no es aconsejable aumentar los precios por bloques? ¿Cuáles son los límites de los precios de escasez?). Otros se refieren a cómo superar las limitaciones de comportamiento, sociales o políticas. Después de todo: ¿no es “óptimo ex post” lo que vemos en la práctica? La teoría y la práctica sugieren que no lo es. En la discusión de este trabajo elegimos centrarnos en dos desafíos. El primero es cómo reducir los precios por bloques crecientes y, en segundo lugar, cómo cubrir los costos fijos y a través de qué mecanismos. Ambos son fundamentales para los principios detrás del diseño de tarifas y los analizamos por separado a continuación.

2.1 Tarifación en bloques crecientes

Desde la perspectiva de la fijación de precios de los servicios públicos, se puede ver el aumento de los precios por bloque como un esquema tarifario elegido para seguir ciertos objetivos, como proporcionar mejor acceso al usuario de bajo consumo, incorporar objetivos de equidad o dar señales para promover el ahorro de energía o capacidad. El diseño de tarifas de servicios públicos se puede explicar o enseñar de una manera progresiva en la que se comienza con una tarifa simple de dos partes, se introduce una tercera parte como una tarifa social o un esquema de usuario de bajo consumo (Phlips, 1983; Armstrong, Cowan y Vickers, 1990; Navajas 2013 para el

caso del gas natural en Perú) y avanza hacia esquemas no lineales para usuarios finales que pueden demostrarse que son eficientes (Willig, 1978), y son esquemas convexos en términos del gasto, es decir, conducen a bloques decrecientes en lugar de crecientes (Brown y Sibley, 1986). Para que las tarifas sean crecientes a lo largo de los bloques, es necesario traer objetivos adicionales como los mencionados antes.

El problema de los bloques crecientes es en cierto modo empírico. Primero, ¿cuántos bloques elegir? La evidencia muestra que en la práctica pueden no coincidir bien con la distribución de usuarios, como se muestra en la sección 5 sobre Argentina. Segundo, aparece un tema de diseño continuo o discontinuo y sus implicancias. En tercer lugar, los valores marginales y medios entre bloques pueden variar mucho y de modo discontinuo alterando señales y con efectos sobre hogares de características similares con consumos contiguos. Sin embargo, la realidad es que los bloques crecientes no han surgido como instrumentos idóneos para el diseño de tarifas desde la teoría aplicada, sino como un recurso preferido por los reguladores para perseguir (o declarar que persiguen) objetivos distributivos o “conservacionistas” (de la energía). La evidencia en los patrones de consumo de electricidad muestra que la correlación entre el consumo y los ingresos (es decir, la curva de Engel) se ve afectada por las características del hogar, por lo que el consumo en los deciles de ingresos o gastos es mucho más uniforme de lo que se creía anteriormente (Komives *et al*, 2005) y, por lo tanto, la robustez o el poder distributivo de estos esquemas es bajo, resultado que también se aplica a los esquemas de usuarios de bajo consumo (ver Navajas, 2009).

La evidencia disponible en los EE. UU. (Borenstein y Bushnell, 2021) muestra que los bloques tarifarios pueden ser en la práctica crecientes o decrecientes, pero el tamaño o la magnitud de la variación de precios entre bloques es relativamente pequeño. Otros trabajos para los EE. UU. han medido y criticado el poder distributivo de estos esquemas (Borenstein y Davis, 2010 y otros). Pero para ALC encontramos mayoritariamente bloques constantes o crecientes y el tamaño de la variación de precios entre bloques es significativa. Navajas y Porto (1990) modelaron una tarifa óptima de múltiples partes con bloques crecientes para Argentina y encontraron que el rango de precios observado entre bloques (10 veces o más) no estaba justificado desde un enfoque de características distributivas. Más recientemente, Urbiztondo, Barril y Navajas (2020) encontraron un rango de cargos fijos de tarifa eléctrica en EDENOR Argentina que variaba desde más de 1 dólar estadounidense (mensual) hasta más de 50 dólares. Esto contrasta con la evidencia en Borenstein y Bushnell (2021) que muestran cargos fijos en los EE. UU. para distribuir con un promedio en el entorno de 10 dólares mensuales (con un rango más amplio, que surge solo después de un ejercicio de reforma que introduce costos sociales marginales).

¿Sirven entonces para un objetivo de conservar energía los bloques crecientes? La respuesta es no. Los objetivos conservacionistas o las señales de escasez (capacidad) no pueden abordarse adecuadamente aumentando el valor de los bloques tarifarios

si esto se hace con frecuencias de medición y facturación que no corresponden o reflejan esos costos a lo largo del tiempo. Finalmente, hay otro problema con el aumento de los precios por bloque que proviene del debate o la crítica más reciente sobre las tarifas no lineales (Ito 2014; Ito y Zhang, 2020; Shaffer, 2020) y el problema de las respuestas conductuales o la racionalidad limitada y el analfabetismo tarifario. Ver en especial Lavandeira *et al*, 2022 y también Redden y Hoch, 2006 sobre la “psicología” de las tarifas en dos partes, algo que también afecta a las reformas hacia tarifas en dos partes, como las que evaluamos en la sección 5 y al mismo tiempo a la recomendación de reformar subsidios a la energía hacia un formato de cargos fijos.

2.2. Cargos fijos y recuperación de costos fijos

El siguiente tema crítico relacionado con los principios mencionados anteriormente se refiere a la recuperación de los costos fijos. Los principios aquí sugieren que un cargo fijo en la tarifa haría bien el trabajo, y puede que no sea demasiado grande en aquellos casos donde la fijación de precios a costos sociales marginales lleva a precios más altos que los costos privados debido a las externalidades tal que se crea un margen entre el precio socialmente óptimo y los costos marginales privados a partir del cual se pueden financiar costos fijos (ver Borenstein y Bushnell, 2021). Sin embargo, como señala Borenstein (2016), los principios económicos son menos (o nada) explícitos sobre cómo cubrir los costos fijos. La literatura inicial sobre la tarificación óptima de los servicios públicos apuntaba a una combinación de cargos fijos y márgenes precio-costo marginal (donde dos instrumentos van a ser débilmente dominantes respecto a uno solo, ver por ejemplo, Tirole, 1988) o los márgenes precio-costo marginal se pensaron en términos de fijación de precios de Ramsey. Pérez Arriaga *et al* (2017) y Borenstein y Bushnell (2021) discuten alternativas, incluido el uso de precios de Ramsey para financiar costos comunes en electricidad. El problema con la fijación de precios de Ramsey es que es un dispositivo discriminatorio (llamado de tercer grado, en la jerga) que requiere categorías de consumidores previamente separados y sin posibilidades de arbitraje. Dentro de los usuarios residenciales (donde está el tema o problema principal) es más difícil encontrar una variable observable y medible para realizar dicha segmentación. La cantidad consumida o los bloques (como se muestra en Navajas y Porto, 1990) no califican por las razones explicadas anteriormente y otras características del hogar (como se sugiere en Pérez Arriaga *et al*, 2017, como la propiedad) conducen a un dispositivo discriminatorio que puede ser útil considerar. pero parece difícil de implementar en muchos países de ALC. La discusión en Borenstein y Bushnell (2021) sobre los diferentes tipos de uso de la electricidad (por ejemplo, calentamiento de agua, iluminación, cocina, aire acondicionado, etc.) podría surgir en el futuro, a medida que mejore la medición inteligente, pero es difícil imaginarlo implementado ahora, particularmente en ALC. Este es un tema relacionado con la clasificación de clientes para el diseño tarifario, que vemos más adelante.

Esto lleva a la idea de que la recuperación de los costos fijos, comunes y de política a través de cargos fijos tarifarios es la vía correcta si también se apoya en impuestos que se alejen de las dimensiones variables o volumétricas y ayuden a compensar los impactos de equidad (Navajas, 2018; Cont y Navajas, 2019). La necesidad de usar transferencias compensatorias se ha observado en ejercicios avanzados, con bases de datos novedosas, que estudian las consecuencias de pasar a tarificación según el momento de uso sea de modo discreto o continuo (Time of use, TOU o Real Time Pricing, RTP) y que encuentran que una tarifa de dos partes es un formato de tarifa razonable para la electricidad (Burger *et al*, 2020). No obstante, la idea de que la resolución de la recuperación de los costos fijos se puede “trasladar” desde la fijación de tarifas hacia la tributación puede no ser eficiente (dado el costo de recaudar fondos públicos) o, lo que es más importante, puede no ser políticamente factible. Más bien, la evidencia muestra lo contrario, ya que las cuestiones sociales que no son bien gestionadas por las finanzas públicas acaban repercutiendo en el precio de la electricidad. Los problemas de asequibilidad en ALC son el mejor ejemplo de esto. Exploramos las implicaciones para las opciones de política de este punto al final del trabajo.

3. Definición y correspondencia de elementos tarifarios y categorías de costos

Hemos visto que los principios económicos sólidos son esenciales para guiar el análisis y la medición de la tarifa eléctrica y proporcionar un rico conjunto de temas para la orientación de políticas; ALC necesita moverse en esta dirección. Sin embargo, las autoridades reguladoras nacionales o las oficinas ministeriales a cargo de la información y el análisis de tarifas están menos orientadas hacia cuestiones de diseño de precios (sociales) eficientes que los economistas académicos y, por lo general, exigen una orientación sobre cuestiones prácticas de definición y clasificación de tarifas. La recuperación de costos a través de procedimientos regulatorios y contabilidad, en lugar de la reflectividad de costos (sociales) de los esquemas de tarifas, se encuentran entre esos problemas. Además, los componentes de definición e información de los elementos tarifarios en los ambientes nacionales reflejan entornos conceptuales e informativos diferentes y heterogéneos que requieren un esfuerzo para realizar comparaciones uniformes.

La búsqueda de un entendimiento y un enfoque de diálogo de políticas sobre las tarifas eléctricas en ALC debe avanzar midiendo lo que observamos hoy en la región. La sola medición de las tarifas eléctricas plantea el interrogante de qué observamos realmente y qué información ofrecen los países en cuanto a la metodología de fijación y reporte de tarifas. Si bien esto requiere un esfuerzo para realizar comparaciones homogéneas de los componentes de las tarifas (por ejemplo, cargos fijos versus variables), aún existe el problema de qué metodología está detrás de lo que observamos y qué informan y no informan las autoridades nacionales. Así, si bien una discusión de cuestiones metodológicas para sustentar la medición de tarifas eléctricas en ALC es una contribución útil, hay un punto previo y obvio. Se

trata de recomendar una coordinación entre países de la información proporcionada en cada caso y un conjunto mínimo de requisitos en cuanto a qué debe reflejar o informar dicha información. Esto es similar a lo que requiere el FMI para las estadísticas fiscales y monetarias.

Ante esto, queda la pregunta, ¿hacia dónde debe ir la coordinación? es decir, ¿detrás de qué estándares mínimos? La sola observación de las tarifas eléctricas plantea la pregunta de cuántos ingresos genera cual componente (ver Figura 1 en la sección 5 a continuación) y qué costos reflejan. Es decir, los ingresos recaudados por cada componente tarifario y su correspondencia con los costos es un objetivo informativo deseable a buscar, siendo esta última la parte más difícil de obtener información. Sin embargo, necesitamos aclarar cuestiones relacionadas con algunos principios, para complementar la discusión de la sección anterior. Lo hacemos en las siguientes subsecciones.

3.1. Reflectividad de costos, en sentido estricto y amplio

La recuperación de costos es un elemento central de la fijación de precios de la electricidad³, ya que se relaciona con consideraciones macro (fiscales) y micro (asignación, distribución). Sin embargo, la recuperación de costos se puede hacer sin reflejar los costos, es decir, un impuesto o cargo de suma fija uniforme entre los usuarios puede hacer el trabajo de recuperación de costos, pero a expensas de la eficiencia. Lo que signifique la reflectividad de costos depende de la visión más amplia o estrecha que se quiera adoptar, lo que incluye -si estamos hablando de precios de energía- energía, servicios de red o ambos. Por lo tanto, una primera buena aproximación es reconocer la gramática básica de la tarificación de la electricidad como desglosada en precios de la energía, tarifas de transmisión y distribución, otros cargos e impuestos. Esta es una separación que se debe exigir para cada país de ALC a fin de llegar a estructuras tarifarias útiles y comparables.

Se puede adoptar una visión estrecha cuando se hace referencia únicamente a la reflectividad de los costos de las tarifas de distribución y reclamar una metodología uniforme en todos los países para definir los elementos de las tarifas y las categorías de costos que deben reflejar, de una manera transparente que permita la participación y el control de las partes interesadas. ACER (2021) sigue este enfoque

³ Ver ACER (2019, p. 14) sobre definiciones prácticas precisas para la distribución de electricidad: *“El diseño de la tarifa eléctrica, en general, tiene como objetivo recuperar los costos incurridos por un operador de sistema monopólico mientras estimula la eficiencia. La recuperación de costos es el objetivo central de las tarifas. La eficiencia se relaciona principalmente con la reflexión de costos y las señales económicas enviadas a los usuarios de la red para un uso óptimo de la red”*. Ver también CEER (2020, p.12): *“Los DSO [distribuidores]deberían poder recuperar los costos incurridos de manera eficiente. Además de las tarifas por el uso del sistema de distribución, los DSO también pueden recuperar costos a través de cargos de conexión y servicios regulados”*. Ver también Wolak (2008, p.2) para una discusión sobre las restricciones de recuperación de costos en el contexto de la regulación del costo del servicio: *“Cuando el proceso regulatorio del costo del servicio opera, establece un precio que permite a la empresa de servicios públicos una oportunidad para recuperar sus costos operativos y la tasa regulada de rendimiento de su capital social a través de una operación prudente”*.

y establece estándares mínimos para la metodología y la reflectividad de costos de las tarifas de distribución. Este es necesariamente un alcance limitado, ya que ACER se ocupa de las tarifas de distribución. Los elementos de la tarifa de distribución deben estar relacionados con los costos de construcción, mejora, mantenimiento y operación de la infraestructura de distribución (es decir, capex y opex) e incluyen pérdidas en las redes de distribución. Las tarifas de transmisión (transporte) tienen el mismo formato y pueden incluir otros servicios del sistema y cargos por congestión. Otros cargos de infraestructura, como los cargos de conexión, se separan conceptualmente. Como también es el caso de otros cargos de política, como los estímulos para fomentar las energías renovables, programas de eficiencia energética, etc. Los impuestos, por supuesto, deben separarse.

Sin embargo, se puede considerar que la reflectividad de costos cubre una correspondencia más amplia entre tarifas y categorías de costos, dentro de un tratamiento más general de las señales del precio de la electricidad. Cuando nos ocupamos de las estructuras de precios de la electricidad en ALC, nos enfrentamos a las señales del usuario final que necesariamente deben abarcar todos los aspectos de la reflectividad de los costos, desde los precios de la energía hasta los servicios de red. Incluso los cargos e impuestos deben incluirse en la imagen, ya que forman parte de los precios finales y alteran o cambian las comparaciones entre países. Desde esta visión más amplia se requiere un conjunto de elementos básicos o mínimos para la definición de los niveles y estructuras de las tarifas eléctricas.

- En primer lugar, la descomposición del precio de la electricidad entre energía, transmisión y distribución es crucial para la transparencia y la comparación.
- Segundo, los costos fijos y variables son la diferencia básica en el diseño de tarifas, pero dentro de esta separación estándar, la “trilogía” de energía (precio volumétrico), suma fija (cargos fijos) y componentes de capacidad es crucial. La evidencia de los estudios sobre la comparación de metodologías para las estructuras de precios de la electricidad intenta separar estos tres componentes básicos; véase la Tabla 1 basada en ACER (2021) para la UE.

Table 1
Percentage Allocation of Components of Electricity Charges
selected EU countries

Member State	Energy (%)	Power (%)	Lump-sum (%)	Year
Belgium (Brussels)	82	0	18	2020
Belgium (Flanders)	85-90	10 15	<1	2020
Belgium (Wallonia)	95	0	5	2020
Bulgaria	75	25	0	2019
Croatia	84.8	15.2	0	2019
Cyprus	100	0	0	2020
Czech Republic	51	49	0	2018
Denmark	95	0	5	2019
Estonia	81	NA	NA	2018
France	70	16	14	2019
Greece	82	18	0	2020
Hungary	77	20	3	2019
Ireland	68	9	23	2019/20
Italy	0	95	5	2020
Latvia	68	32	0	2020
Lithuania	100	0	0	2020
Luxembourg	59	16	25	2020

Source: ACER (2021), see footnotes 90 to 96 in page 43 for definitions specific to some countries

- Tercero, la correspondencia de estos elementos con los costos también es fundamental, en el sentido de saber qué costos están siendo cubiertos/reflejados por qué componente tarifario. La Tabla 2 a continuación, tomada de las comparaciones metodológicas de CEER (2020) de las tarifas de distribución en la UE, muestra un formato estándar para la correspondencia tarifa/costo.

Table 2
Correspondence between tariff elements and cost categories

Table: DSO costs

Cost categories	Present cost			Future cost
	Short-run marginal costs	Customer specific costs	Residual (sunk) costs	Long-run marginal costs
Description	Network losses and variable payment related to DSR	Metering and data processing	Other costs for coverage according to the regulation	Cost for increasing capacity (wire and non-wire option)
Preferred tariff design	Marginal pricing (Energy Time of Use)	Cost-based (Fixed)	Cost-based (capacity, Fixed)	Semi-marginal pricing (Energy Time of Use, capacity peak pricing)

Source: CEER (2020)

- En cuarto lugar, la variación en el tiempo y el espacio (o su ausencia) de los elementos de la tarifa es crucial hoy en día, dada la tendencia de los precios de la electricidad en todo el mundo, como se documenta en Faruqi y Tang (2021).
- Quinto, las tarifas de distribución deben distinguir su reflejo de las categorías de costos, que pertenecen al uso y mantenimiento y las pérdidas, de otros servicios del sistema relacionados con la red.
- Sexto, los impuestos actuales sobre los componentes de la factura y los cargos por financiamiento de infraestructura deben medirse por separado.
- Séptimo, se deben reconocer los subsidios a la energía y su interacción con las tarifas eléctricas.
- Finalmente, los costos sociales marginales de la energía, en particular la introducción de precios del carbono y la relación con los sustitutos (por ejemplo, gas natural, GLP, biomasa, combustibles líquidos) deben ser contabilizados, como se muestra en Borenstein y Bushnell (2021).

3.2. Estructura de costos y contabilidad regulatoria

La medición adecuada de los costos fijos y comunes, incluidas obligaciones de política (por ejemplo renovables) es un tema crítico y que se encuentra menos documentado en la literatura sobre el diseño de tarifas, que supone que se puede realizar cierta separación entre los costos fijos y variables. Los errores en la separación correcta de costos fijos y variables tienen implicancias para la fijación de precios eficientes (y también de equidad), ya sean precios de Ramsey (Urbiztondo, 1997) o cualquier esquema tarifario no lineal. Las asimetrías de información y el comportamiento estratégico de las empresas de servicios públicos hacen que este tema también sea crítico. Los estudios de la participación de los costos fijos en los costos o ingresos totales pueden ser útiles, aunque están sujetos a diferencias estructurales entre países.

Mejorar las divisiones de contabilidad regulatoria dentro de los organismos reguladores es una forma de mejorar la medición y, por lo tanto, la fijación de precios. Sin embargo, los avances aquí, y en particular su asignación, también pueden depender de problemas de tecnología de medición. Requerirá una medición inteligente avanzada, ya que imponer precios de carga o capacidad a la demanda sin medición (lo que equivale a un cargo fijo) será arbitrario e ineficiente (ver Borenstein, 2016). ALC se encuentra aquí en una posición bastante débil (ver Weiss, Hallak *et al*, 2022). Wolak (2018) propone una forma de introducir precios de carga o capacidad a la demanda con medición inteligente basada en cargos fijos que también reflejen la disposición a pagar por la infraestructura de la red (ver también Cont y Navajas, 2019 para una discusión). Sin embargo, se pueden señalar lineamientos. Algunos provienen de la búsqueda general de un cambio en la “doctrina” de los costos de los servicios (Helm, 2017; 2021), lo que por supuesto es

discutible, y también incluye los costos de generación. Entre ellos está la visión – bastante correcta– de desvincular el costo del servicio de los costos extraviados (stranded) de decisiones erróneas o los costos de políticas o subsidios tecnológicos.

3.3. Estructuras tarifarias y seguridad de suministro

Desde la reciente crisis energética europea creada por la invasión y el conflicto Rusia-Ucrania, la dimensión de la seguridad del suministro se ha llevado a muchas áreas políticas, incluido el diseño de políticas tarifarias. En efecto, ACER (2021) reconoce dos niveles en cuanto a las señales e incentivos que debe atender el diseño de la tarifa de distribución. Uno se refiere a los incentivos para que los operadores (TSO, DSO) operen adecuadamente la infraestructura, el otro para que los usuarios capten señales de precio adecuadas. Ambos, pero el primero en gran medida, pertenecen al diseño de regulación por incentivos (a los operadores). Son dos niveles diferentes de señales de precios y ACER (2021) menciona el tema de la seguridad energética (junto con la integración de la red, la gestión de pérdidas, etc.) como perteneciente al primer grupo.

Claramente, los elementos sistémicos como los relacionados con la seguridad del suministro (y la adecuada inversión y operación para ello) son mejor captados por los incentivos de los operadores. Sin embargo, existen vínculos al diseño de señales de precios destinados a gestionar la demanda y la seguridad del suministro que también se pueden incluir. La seguridad del suministro corresponde a costos sistémicos que solo pueden reflejarse parcialmente en los esquemas de precios y es deseable que no interfieran con la fijación eficiente de precios, ni formen parte de un modelo comparable de estructuras tarifarias, ya que los países pueden abordar el problema de formas bastante diferentes. La seguridad del suministro es diferente cuando se relaciona con los productos básicos (es decir, los insumos de energía o la producción final de electricidad) o los elementos de suministro de la red. Las preocupaciones recientes en Europa están más relacionadas con las primeras. En cualquier caso, y en particular en el caso de las redes eléctricas, los elementos sistémicos relacionados con la seguridad del suministro actúan como un bien cuasi público y por tanto menos relacionados con el diseño de la estructura tarifaria. Excepto por la interrelación de la gestión de la demanda, que se relaciona con el tiempo de uso o los elementos de limitaciones de espacio de las estructuras tarifarias.

4. Definición de tipos de consumidores

Comparaciones o análisis de estructuras tarifarias en electricidad usan información basada en categorías tarifarias observadas, que usualmente segmentan la demanda de acuerdo con las características de la carga, a través de una tipología estándar de clientes y que conducen de algún modo a una clasificación bastante sectorial (p. ej., residencial, industrial comercial). Esto es obvio si uno quiere comparar qué tarifas paga un hogar o una empresa típicos entre países; es decir, se requiere cierta

estandarización. Esta clasificación se organiza principalmente según el patrón de carga o la demanda de capacidad, pero muchas otras características de la diferenciación tarifaria incluyen otras dimensiones como el espacio, el tiempo, las características sectoriales o sociales. Esto tenderá a diferir entre países, por lo que se requiere una estandarización mínima para las comparaciones entre los países de ALC; es decir, cuáles son los grupos de usuarios objetivo y qué tarifas se ofrecen. En el nivel actual de sofisticación (relativamente baja) en la clasificación de clientes en ALC, la separación estándar residencial/comercial/industrial parece la norma razonable a adoptar, dejando nuevas dimensiones como información separada o lateral para recopilar. La evidencia de otros entornos más avanzados (que no sean ALC) como la UE (ACER, 2021) sugiere otras categorías de clientes para la inyección y extracción de electricidad hacia y desde la red, que incluyen prosumidores y nuevos grupos de usuarios de red como vehículos eléctricos (EV).

Relacionado con este enfoque simple de estandarización para la comparación se encuentra la agrupación de tipos de clientes a los efectos de una fijación eficiente de los precios de la electricidad. Esto es como una película o un camino, mientras que lo anterior es una imagen, con nuevos tipos de clases de clientes que aparecen, aunque en cámara relativamente lenta en LAC. Las mejores prácticas internacionales, por un lado, y los países de ALC, por el otro, se ubican en diferentes puntos o etapas de este proceso. Así, dentro de un análisis de las mejores prácticas en el diseño de tarifas eléctricas -como por ejemplo el presentado por Faruqui y Tang, 2021; basado en una encuesta global de empresas de servicios públicos- la agrupación de clientes surge como un elemento relacionado con el objetivo de hacer que el diseño de tarifas sea más eficiente, en el sentido de reflejar mejor costos y señales, ahorrar uso de capacidad, gestionar la volatilidad de la factura, etc. Ellos comentan 12 casos de África, Asia, Australia y Nueva Zelanda, Europa y Sudamérica (Brasil y Chile) que incluyen en el grupo de mejores prácticas internacionales y 11 casos de EE.UU. y Canadá. Hay varios programas en formatos opcionales y obligatorios en todos los países. La imagen emergente de lo que se avecina es tarificación por tiempo o momento de uso (TOU) más cargos por capacidad, con integración de recursos de energía distribuida (DER) y esquemas opcionales o flexibles. Dada la naturaleza, aún en curso o incipiente, de estos desarrollos, se requiere la necesidad de un análisis costo beneficio de casos piloto, junto a la introducción de esquemas tarifarios con cláusulas opcionales para salirse del esquema (opt-out), transparencia de facturas y estimaciones de las ganancias para los clientes, incluyendo también garantías de monto máximo de facturas, etc. Dentro de esta evidencia, cuando uno busca alguna clasificación o agrupación de clientes, lo que resulta más bien es la aparición de la capacidad o carga y del tiempo de uso como los elementos impulsores del cambio, junto con el tratamiento de los prosumidores. Por supuesto, esto depende crucialmente de la mejora de la medición y la capacidad de respuesta de la demanda, un tema prometedor que necesita una consideración

especial en ALC debido a muchas barreras a su desarrollo (Weiss, Hallack *et al*, 2022).

Una característica emergente clara de la tendencia en el diseño de tarifas de electricidad en la práctica, como la estudiada por Faruqi y Tang (2021), es la creciente flexibilidad de los esquemas de precios, que también involucran cierta participación de las empresas en su diseño. Esto es importante para el tema de la definición de clientes porque muestra, de hecho, que hay un componente de delegación o selección automática, similar a la discriminación de precios de segundo grado o llamada fijación de precios de menú, en donde se delega en el consumidor la elección de la tarifa. La categorización estándar de clientes para implementar esquemas de tarifas eléctricas supone o toma como predeterminados esos grupos. Como el arbitraje entre clientes comúnmente se excluye, la separación permite diferentes precios que corresponden a diferentes características de demanda y costo. Por ejemplo, la fijación de precios de Ramsey, que es la llamada discriminación de precios de tercer grado por excelencia. En este contexto, la elección o el número o estructura de los grupos de clientes normalmente no se modela, es decir está supuesta como una actividad muy costosa. En cambio la configuración de una tarificación de menú es diferente en cuanto al agrupamiento de los clientes. Estos pueden separarse inicialmente en algunos grupos definidos (residencial, comercial, industrial), pero como no observamos el "tipo" preciso (por ejemplo, patrón de carga o características), se ofrece un menú y los clientes se (auto) seleccionan a sí mismos. Por lo tanto, mientras que las categorías de clientes están diseñadas (centralmente) para este propósito, existe una elección descentralizada de categorías de tarifas. Wilson (1992) es la mejor referencia teórica sobre estos temas.

Los informes de ACER (2021) sobre las metodologías de tarifas de distribución en Europa, al tiempo que resumen los principios de fijación de tarifas, señalan la necesidad de un equilibrio adecuado entre las dimensiones volumétricas, de capacidad y de suma fija de aquellos elementos de diseño de tarifas dirigidos a grupos de usuarios específicos, para enviar señales apropiadas. Es como si los grupos de usuarios objetivo estuvieran definidos en términos de sus diferentes costos de servicio y provisión. Sin embargo, hay menos refinamientos en el proceso real de agrupación o focalización. La Tabla 3 (tomada del Capítulo 8), sobre grupos de usuarios de la red sujetos a tarifas de distribución, se basa más en el uso de cargos para incluir a los usuarios que extraen e inyectan energía. La agrupación es, en general, consumidores "hogares" y "no hogares"; servicios auxiliares de generadores; instalaciones que transforman energía renovable en otras fuentes o vectores de energía (conocido como "power-to-X"); instalaciones de almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo (PHES); otras instalaciones de almacenamiento (por ejemplo, baterías); otros usuarios de la red, que inyectan y retiran.

Table 3

Distribution connected network users subject to withdrawal charges

Table 15 Distribution-connected network users subject to withdrawal charges.

Member State	Household	Non-household consumers	Auxiliary services of generators	Users who are both injecting and withdrawing		
				Pumped hydroelectric storage	Other storage facilities (e.g. batteries)	Other network users (see table below)
Austria	Yes	Yes	Yes	Yes	N/A	Yes
Belgium (Brussels)	Yes	Yes	No	No	No	Yes
Belgium (Flanders)	Yes	Yes	Yes	N/A	Yes	Yes
Belgium (Wallonia)	Yes	Yes	No	N/A	Yes	Yes
Bulgaria	Yes	Yes	No	No	No	Yes
Croatia	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes
Cyprus	Yes	Yes	No	N/A	N/A	Yes
Czech Republic	Yes	Yes	No	N/A	N/A	Yes
Denmark	Yes	Yes	No	N/A	N/A	Yes
Estonia	Yes	Yes	Yes	N/A	N/A	Yes
Finland	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes
France	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Germany	Yes	Yes	Yes	Yes ¹⁰⁷	Yes ¹⁰⁸	Yes
Greece	Yes	Yes	Yes	N/A	N/A	Yes
Hungary	Yes	Yes	No	N/A	Yes	Yes
Ireland	Yes	Yes	Yes	N/A	Yes	Yes
Italy	Yes	Yes	No	No	No	Yes
Latvia	Yes	Yes	Yes	N/A	N/A	Yes
Lithuania	Yes	Yes	Yes	N/A	N/A	Yes
Luxembourg	Yes	Yes	No	N/A	Yes	Yes
The Netherlands	Yes	Yes	Yes	N/A	N/A	Yes
Malta	Yes	Yes	N/A	N/A	N/A	Yes
Poland	Yes	Yes	No	No	No	Yes
Portugal	Yes	Yes	Yes	No	N/A	Yes
Romania	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Slovak Republic	Yes	Yes	Yes	Yes	N/A	Yes
Slovenia	Yes	Yes	Yes	N/A	No	Yes
Spain	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes
Sweden	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Total	27MS: Yes	27MS: Yes	17MS+1R: Yes, 8MS+2R: No, 1MS: N/A	6MS: Yes, 7MS+1R: No, 13MS+2R: N/A	7MS+2R: Yes, 7MS+1R: No, 11MS: N/A	27 MS: Yes

Source: ACER (2021)

4.1 Patrón de carga, técnicas de medición y clustering

Dado que el patrón de carga es una característica esencial para la agrupación de clientes y dado que se basa en la capacidad de las tecnologías de medición, es natural establecer una conexión entre la medición inteligente y la agrupación de clientes con el fin de diseñar e implementar un menú tarifario eficiente (basado en la “trinidad” de volumen, capacidad y suma fija). Del mismo modo, sin medición la definición de tipos de consumidores no puede avanzar más allá de la práctica histórica. El costo-beneficio de la medición inteligente es un problema en LAC (Weiss, Hallack *et al*, 2022) y en otros lugares, con objetivos de obtener beneficios dirigidos a la gestión del sistema/confiabilidad de la red (más el caso de EE. UU.) y a la búsqueda de capacidades relacionadas con el cliente (más el caso de la UE). Las empresas de servicios públicos están más interesadas en el segundo objetivo, ya que apuntan a

segregar una gran cantidad de clientes en ciertas clases en función de los patrones de carga diarios.

Sin embargo, los patrones de carga diarios de un mismo cliente pueden cambiar significativamente de un día para otro. Para hacer frente a este problema de clasificación o agrupación, las técnicas de data mining para analizar los datos de carga tienen el potencial de mejorar la clasificación. Aquí es donde entra en juego el clustering, que es una técnica de data mining para la segmentación de un conjunto de datos mediante la asignación de sus objetos a un conjunto de grupos (clústers). Rajabi et al (2019) evalúan diferentes técnicas de clustering para la segmentación de patrones de carga eléctrica. Las técnicas intentan hacer frente al desafío de los patrones de carga variable. Los resultados y aplicaciones de estas técnicas anticipan las posibilidades de guiar la definición de clientes en LAC, si bien no tanto para ayudar a observar la clasificación de clientes con el fin de realizar comparaciones entre países. Sin embargo, las aplicaciones simples pueden ayudar en los estudios piloto que sirven para elegir grupos de clientes.

Otros enfoques menos cuantitativos o de naturaleza más holística y basados en encuestas o estudios de casos pueden contribuir a la definición o clasificación de clientes que no usan técnicas de medición avanzada que dependen de un sistema de medición digitalizado. Barjak *et al* (2022) discuten este enfoque para la segmentación de clientes en electricidad. Adoptan un enfoque socio-tecnológico para la clasificación de clientes, con muchas dimensiones. Artículos similares en esta línea son, por ejemplo, Hampton y Foley (2022). En general, esta literatura no es muy útil desde una vista de diseño puramente regulatorio sobre la clasificación estándar y futura de clientes que contribuye a las comparaciones entre países.

5. Coordinación entre tarifas e impuestos

La fijación de precios de la electricidad involucra señales de precios correctas a nivel del usuario final. Se deben tener en cuenta varias interferencias a, o distorsiones de, los precios que recibe el usuario final (ACER, 2021). Los impuestos son un candidato importante a considerar. Desde un punto de vista teórico, la fijación de tarifas y los impuestos eran un problema unificado en el ámbito de la teoría óptima de los precios públicos, porque el diseño de tarifas procedía de un formato organizativo (provisión pública) con una equivalencia entre precios públicos e impuestos (por ejemplo, Diamond y Mirrless, 1971). Ambos (precios e impuestos) fueron concebidos bajo los mismos principios rectores. Sin embargo, la cuestión de la coordinación surge cuando la regulación y la tributación se separan. La aplicación de los antiguos principios, o sus equivalentes modernos, de manera no coordinada conduce a ineficiencias tanto en los niveles como en las estructuras de los impuestos, similar al problema de la doble marginación (Tirole, 1988; como se argumenta en Navajas, 2022). Este problema normalmente no se considera o atiende porque se supone que los impuestos (y los cargos) son relativamente pequeños, no discriminatorios o aplicables a toda la economía (por ejemplo, el IVA) y no

interfieren con la fijación eficiente de precios para el usuario final. Sin embargo, la evidencia en ALC puede sugerir lo contrario en muchos casos, como se informa en Navajas (2017).

Además del problema de coordinación entre fijación de precios e impuestos, existe un problema adicional de coordinación entre jurisdicciones, incluso dentro de un sistema eléctrico totalmente interconectado. Las jurisdicciones pueden tener diferentes “constituciones regulatorias” (incluidas las empresas públicas) y, por supuesto, independencia en lo que respecta a los impuestos provinciales y municipales. Pueden así surgir ineficiencias o bien porque la fijación de precios se aparta de los costos marginales sociales en todas o algunas de las jurisdicciones (Borenstein y Bushnell, 2021) o porque los impuestos subnacionales interfieren con las señales eficientes. Navajas y Olguin (2022) abordan el tema de la heterogeneidad de precios e impuestos entre las jurisdicciones de distribución en un sistema eléctrico totalmente interconectado como Argentina⁴. También brindan información útil sobre la base de datos requerida para abordar los problemas de una comparativa del diseño de tarifas eléctricas en ALC. Ellos estudian la estructura tarifaria residencial de diez áreas de distribución de Argentina que concentran más del 75% de la energía eléctrica consumida por los hogares en 2018, según la base de datos de la Asociación de Distribuidoras de Energía Eléctrica de la Argentina (ADEERA). La Tabla 4 informa algunas características de las estructuras de precios de la electricidad observadas en las 10 distribuidoras en donde se observa un uso generalizado de precios por bloques, tanto en componentes fijos como variables. En general, existe un número excesivo de bloques con respecto al número bastante concentrado de clientes en los dos primeros bloques (que va del 66% al 75% de clientes, según la jurisdicción).

Table 4

Argentina: Residential electricity rate structures across jurisdictions

		<i>Argentina: Utility Rate Residential Structure 2018 in US dollars</i>										
		Fixed Charge					Variable Charge					
Utility/Province		Uniform	No uniform				Uniform	Free block*	No uniform			
			N° blocks	Min	Max	Ratio Max/Min			N° blocks	Min	Max	Ratio Max/Min
1	EDENOR (CABA)		9	1.07	50.43	47.26		9	No	0.068	0.087	1.28
2	EDESUR (GBA)		9	1.14	50.16	43.95		9	No	0.068	0.095	1.40
3	EPE (Santa Fé)	1.69	1					4	No	0.090	0.177	1.96
4	EPEC (Córdoba)		4	1.29	2.61	2.02		4	No	0.100	0.188	1.89
5	EDEMSA (Mendoza)		3	0.34	4.31	12.64		3	No	0.104	0.117	1.12
6	ENERSA (Entre Ríos)	1.90	1					4	No	0.093	0.169	1.82
7	EDET (Tucumán)		5	1.04	4.28	4.13		5	No	0.077	0.102	1.33
8	EMSA (Misiones)		7	0.54	1.41	2.60		7	No	0.074	0.110	1.48
9	EPEN (Neuquén)		7	1.60	22.53	14.09		7	No	0.122	0.095	0.78
10	EJESA (Jujuy)	2.49	1					2	No	0.090	0.112	1.24

Source: Navajas and Olguin (2022), own calculation based on ADEERA

⁴ Para un libro reciente sobre la historia y el desempeño de los precios de los servicios públicos en Argentina desde 1945, véase Cont, Navajas, Porto y Pizzi (2021).

Los valores de la Tabla anterior se calculan en términos de dólares estadounidenses porque es más útil para la comparación con otros países. El año 2018 es un buen punto de referencia porque es un año reciente relativamente estable, donde los subsidios a la electricidad en la Argentina se ubicaron niveles relativamente más bajos (FIEL, 2020) y las deudas o morosidad de las empresas de distribución con el operador del mercado mayorista por la compra de energía también fueron relativamente bajas. Pero también, porque es el año de la última Encuesta Nacional de Gasto de los Hogares (ENGHo) que permite obtener la distribución del consumo eléctrico correspondiente a las 10 áreas de distribución.

Las estructuras tributarias a nivel provincial y municipal se presentan en los Cuadros 5 y 6. Muestran cierta variedad de formas (ad valorem, específicas) y formatos uniformes/no uniformes. En algunos casos, agravan la naturaleza creciente o progresiva de los precios por bloques y contribuyen a la falta de continuidad de los esquemas tarifarios. La Tabla 4 muestra que, excepto en tres de las diez empresas, los bloques de cargos fijos oscilan entre 3 y 9, con relaciones o ratios entre cargos máximos y mínimos que van de 2 a 47. Los bloques de cargos variables van de 3 a 9 con una escalada más suave. que puede alcanzar un cociente o ratio de 1,96 (es decir, los clientes del bloque superior pagan un 96% más por unidad). En cuanto a los impuestos subnacionales (cuadros 5 y 6), difieren entre niveles provinciales y municipales. A nivel provincial están ausentes sólo en dos casos, siendo en su mayoría ad-valorem y uniformes en el resto, con impuestos que van del 0,6% (de la factura) al 12,6%. A nivel municipal vuelven a tener mayoritariamente componentes ad-valorem que tienen un formato uniforme, oscilando entre el 4,5% y el 24,7%, con 4 de las 10 áreas de distribución incluyendo un formato específico, con bloques crecientes.

Table 5

Argentina: Provincial taxes on electricity

		Argentina: Provincial Taxes				
Utility/Province		No Taxes	Ad-Valorem			Specific
			Uniforme	Non uniform		Uniform
				Min	Max	
1	EDENOR (CABA)	X				
2	EDESUR (GBA)		0.64%			
3	EPE (Santa Fé)		1.50%			0.10 \$/month
4	EPEC (Córdoba)			0.50%	2.00%	4.00
5	EDEMSA (Mendoza)		12.59%			
6	ENERSA (Entre Ríos)			0.00%	11.00%	
7	EDET (Tucumán)		1.50%			
8	EMSA (Misiones)		1.50%			
9	EPEN (Neuquén)	X				
10	EJESA (Jujuy)		1.50%			

Source: Navajas and Olguin (2022), own calculation based on ADEERA

Table 6**Argentina: Municipal taxes on electricity**

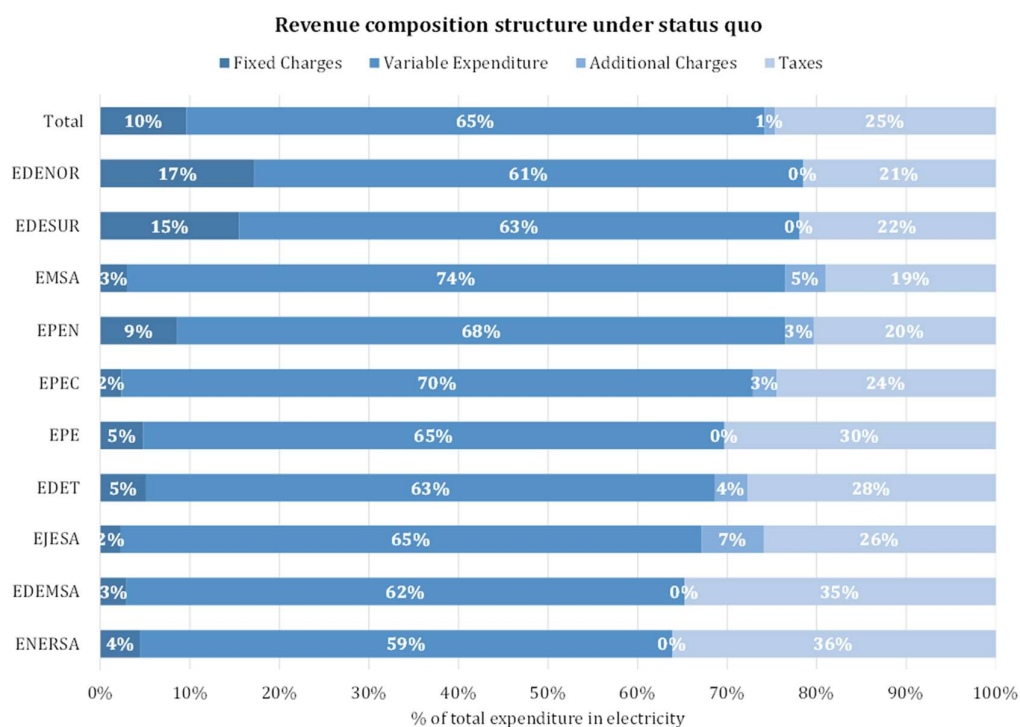
		<i>Argentina: Municipal Taxes</i>				
Utility/Province		No Tax	Ad-Valorem			
			Uniform	No uniform \$/month		
				Min	Max	Ratio Max/Min
1	EDENOR (CABA)		6.38%			
2	EDESUR (GBA)		6.42%			
3	EPE (Santa Fé)		8.40%	1.49	24.68	16.56
4	EPEC (Córdoba)		10.00%			
5	EDEMSA (Mendoza)			3.15	5.37	1.70
6	ENERSA (Entre Ríos)		24.70%			
7	EDET (Tucumán)		15.00%			
8	EMSA (Misiones)			0.10	0.23	2.29
9	EPEN (Neuquén)		4.50%			
10	EJESA (Jujuy)		6.00%	4.64	7.56	1.63

Source: Navajas and Olguin (2022), own calculation based on ADEERA

Los microdatos de las Encuestas de Gasto de cada área permiten relacionar cantidades consumidas por cada hogar con la estructura tarifaria, llevando luego esto a una representación de deciles de distribución del ingreso, para cada área. El “statu-quo” o la estructura de gasto observada y generada por las estructuras tributarias y de tarifas de electricidad de las Tablas 4, 5 y 6 se puede calcular utilizando los datos. Esto se ilustra en la Figura 1 a continuación con varias características interesantes. Primero, para la muestra de todo el país, los cargos fijos representan el 10% del gasto total de los hogares, mientras que los impuestos suman el 25% y los cargos variables representan el 65%; otros cargos son relativamente pequeños y cubren solo el 1%. Así, si excluimos los impuestos (para obtener participaciones comparables a la Tabla 1, para la UE) los cargos volumétricos antes de impuestos representan el 85% de la estructura tarifaria, con el resto representado por componentes de suma fija (cargos fijo) y ninguna participación por cargos de capacidad.

Figure 1

Argentina: Revenue composition structure of electricity tariffs across Jurisdictions



Source: Navajas and Olguin (2022)

Sin embargo, la distribución entre jurisdicciones de esta estructura de ingresos cambia significativamente, particularmente entre las dos grandes distribuidoras (EDENOR, EDESUR) que cubren el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), las cuales tienen un esquema creciente de cargos fijos por bloques (ver Tabla 4), y el resto del país. En el interior del país hay una menor participación de los cargos fijos y una mayor participación de los impuestos, con diferencias, por supuesto, explicadas por los distintos impuestos provinciales y municipales. Las jurisdicciones subnacionales tienden a subvaluar los componentes de suma o cargo fijo y aumentan significativamente la carga fiscal sobre el consumo de electricidad. Además, con áreas de distribución y densidad más pequeñas terminan con (costos de distribución y) tarifas significativamente más altas que en el AMBA. Los impuestos, por lo tanto, se piramidán sobre valores tarifarios más altos, lo que representa una fuente de ingresos para las jurisdicciones subnacionales. Esto genera un statu-quo bastante complicado para una reforma, dado el derecho constitucional de las jurisdicciones a fijar impuestos. Así, cualquier reforma hacia un formato más uniforme de diseño de tarifas requiere una coordinación política similar a la que ha ocurrido en otros casos como, por ejemplo, los impuestos sobre las ventas (ingresos brutos) o las regalías sobre recursos naturales.

Navajas y Olguin (2022) simulan 3 reformas (de manera incremental) a partir de este statu-quo y calculan el impacto sobre los hogares. Estas reformas son, primero, una reforma del formato de la estructura tarifaria hacia una tarifa en dos partes; segundo, dado lo anterior un aumento en la participación de los cargos fijos en los ingresos de las empresas y, tercero, dado lo anterior, un techo en la participación de los impuestos provinciales y municipales. En los tres casos las reformas deben respetar la neutralidad de los ingresos para las empresas distribuidoras y, también, para cada jurisdicción subnacional. En este último caso se trata de un mecanismo de redistribución entre jurisdicciones. Adicionalmente, se requieren transferencias de suma fija entre los hogares para preservar el ingreso de la mitad más pobre de los hogares en cada jurisdicción.⁵

6. Disyuntivas y opciones por delante

Los principios metodológicos y las mejores prácticas internacionales apuntan a una dirección de reforma para la fijación de precios de los servicios públicos de electricidad en el caso de redes tecnológicamente maduras con instituciones reguladoras bien desarrolladas, bajo costo de capital y espacio fiscal y muchos instrumentos disponibles, todo lo cual da forma a una “ruta tarifaria” para la transición energética. . Las estructuras de precios de la electricidad i) se basan en instrumentos volumétricos, de capacidad y de suma fija; ii) dirigida a dar señales adecuadas para reflejar los costos marginales sociales (privados y sociales), el tiempo de uso, la escasez y la congestión de la red; iii) con una mejor correspondencia con los costos de corto y largo plazo; iv) en redes con una participación creciente de costos fijos y comunes, v) con una mejor definición de clientes para facilitar el retiro de e inyección a la red; vi) con crecientes esquemas de

⁵ En la reforma A, se simulan un cambio (neutral en los ingresos de las distribuidoras) en la estructura tarifaria, hacia un formato tarifario de dos partes. Para cada jurisdicción, se hace que todos los cargos fijos, precios marginales, cargos e impuestos (inicialmente heterogéneos entre los hogares) se vuelvan uniformes para conformar un formato similar de dos partes con los ingresos totales mantenidos constantes y respetando la participación de los componentes de ingresos fijos y variables. Así, el ejercicio sólo modifica el statu quo en lo que se refiere al formato tarifario. Este ejercicio no ajusta por costos marginales sociales (como en el ejercicio realizado en Borenstein y Bushnell, 2021) ni realiza un rebalanceo entre componentes fijos y variables (como en Urbiztondo, Barril y Navajas, 2020) ni tampoco ajusta por subsidios a la electricidad. En un segundo ejercicio de reforma (Reforma B), se hace la misma simulación que en la Reforma A (es decir, un cambio neutral en los ingresos), pero se genera un rebalanceo de los componentes fijos y variables del statu quo, haciendo que los cargos fijos representen 20 % de los ingresos de la distribuidora. Tanto la reforma A como la reforma B, al dejar los ingresos constantes, no implican un cambio (significativo) en los ingresos tributarios (ya que los impuestos son en su mayoría ad-valorem), es decir, ambas reformas también son neutrales en términos de ingresos fiscales. En el tercer ejercicio de reforma, Reforma C, se parte de la Reforma B y se supone que los ingresos fiscales no pueden representar más del 25 % de los gastos de los usuarios finales, que en nuestra muestra es el promedio entre jurisdicciones (ver Figura 1). Esta reforma equivale a una coordinación fiscal entre jurisdicciones. Dado que el IVA es federal (y también es parte de un reparto de ingresos entre provincias) su tasa de 21 % equivale a aproximadamente el 17,4 % de los gastos del usuario final (0,21/1,21). Esto deja a los gobiernos subnacionales (provincias y municipios) con margen para elegir impuestos más altos, equivalentes al 7,6% de los gastos del usuario final o impuestos equivalentes no superiores al 15,6%. Este es un margen muy generoso para algunas jurisdicciones e implica una reducción de impuestos subnacionales para otras.

precios de menú delegados y flexibles; vii) adaptándose a las limitaciones impuestas por la asequibilidad de los hogares.

La evidencia para el caso de ALC muestra en cambio un statu quo diferente, con varias restricciones institucionales, tecnológicas, distributivas y fiscales muy visibles, que hacen que algunas partes de la dirección de reforma antes mencionada sean más alcanzables que otros. Por lo tanto, ALC tiene un problema de elección de políticas de transición porque la estructura, el punto de partida y los elementos de inercia de las políticas son diferentes entre países. Aún así, existe una línea de reforma con algunas características comunes a todos los países que reconoce algunos dilemas centrales en ALC.

Las siguientes subsecciones comienzan sugiriendo una disyuntiva simplificada entre la asequibilidad, la reflectividad de costos y la recuperación de costos y luego pasan a sugerir opciones o zonas de acción para la mejora del diseño de tarifas. También aprovechamos la oportunidad aquí para acercar la discusión del impacto de los shocks recientes en los precios de la energía sobre diseño de tarifas de electricidad y el impacto probable de la fijación de precios del carbono sobre los precios de la electricidad.

6.1. Disyuntivas de los precios de la electricidad en ALC

Como se reconoce en Cavallo, Powell y Serebrisky (2020), las tarifas de electricidad para el usuario final en ALC no son demasiado caras en comparación con los países desarrollados, pero son bastante inasequibles en términos de la proporción del gasto en electricidad en los ingresos de los hogares. Dada la base, rica en recursos de bajo costo, que tiene la generación de electricidad en muchos países de ALC, -debido a cuantiosos recursos hidrológicos o de hidrocarburos- una posible reacción a este desempeño es culpar a la posición relativamente desventajosa de ALC en términos de instituciones reguladoras y de costo de capital (que se vincula con la regulación pero que tiene también un basamento macroeconómico debido al bajo ahorro público y privado). De hecho, este es un elemento importante en la configuración de la región. Sin embargo, a nivel de diseño tarifario, existen tres vértices de un trilema que son complementarios a esa visión (mala regulación, alto costo del capital) pero también más específicos en relación con los elementos de reforma antes mencionados. La Tabla 7 describe las disyuntivas relevantes.

En primer lugar, la asequibilidad está en el centro del problema del diseño de tarifas en ALC y no debe tratarse como una restricción secundaria que debe resolverse desde afuera, sino que debe asumirse como un elemento arraigado en el diseño de tarifas. En segundo lugar, la recuperación de costos es otra característica distinguida e idiosincrásica de ALC porque el nivel de las tarifas no suele cubrir los costos, más allá de la estructura de precios adoptada. Esto se relaciona con el desempeño fiscal, ya que ALC tiene un nivel significativo de subsidios fiscales a la energía, según diferentes estudios (Pessino, Izquierdo y Vulletin, 2018; FIEL, 2017, 2020), bastante

más sesgado hacia los subsidios a la electricidad que, por ejemplo, la Unión Europea⁶. Por lo tanto, la recuperación de costos es central en ALC por encima de cualquier discusión fructífera sobre la estructura de las tarifas eléctricas, como lo deja en claro la evidencia de las tarifas eléctricas en Argentina donde las tarifas eléctricas en 2018 (el año relativamente más favorable en cuanto a control de subsidios) cubrieron menos del 70% de los costos de energía. En tercer lugar, incluimos la reflectividad de costos en el sentido más amplio discutido anteriormente en la sección 3 y que representa tanto la correspondencia con las categorías de costos como el diseño de la estructura tarifaria para reflejar el costo marginal socialmente eficiente. Las disyuntivas entre la asequibilidad, la recuperación de costos y la reflectividad de costos surgen cuando el diseño de tarifas se lleva a cabo atendiendo uno de ellos a expensas del otro. La recuperación de costos, si se basa en costos de red y energía ineficientes, afectará la asequibilidad y no reflejará las señales de precios correctas. La asequibilidad puede venir a expensas de la recuperación de costos y del contribuyente o basarse en estructuras de precios distorsionadas que surgen por defecto. La reflectividad de los costos puede ser regresiva y colisionar con la asequibilidad.

Tabla 7

Disyuntivas tarifarias

	Asequibilidad	Reflectividad de costos	Recupero de costos
Asequibilidad			
Reflectividad de costos	Regresividad; subsidios cruzados distorsivos		
Recupero de costos	Costos onerosos; baja capacidad de pago	Costos ineficientes; precios insuficientes	

⁶ Un estudio de la Comisión Europea (European Commission, 2021) da cuenta del nivel y la estructura de los subsidios fiscales a la energía (es decir, los registrados en las operaciones presupuestarias) en la UE-27, mostrando un promedio de alrededor del 1,2 % del PIB: Se observan grandes diferencias entre países, en su mayoría dirigidos a esquemas de energía renovable y con los combustibles fósiles representando en promedio alrededor del 0,3% del PIB y ubicados en el transporte, la manufactura y la agricultura. Los subsidios a la electricidad son una parte menor de los subsidios a la energía y los subsidios a los hogares explican menos del 10 % de los subsidios agregados, con esta cifra cambiando drásticamente en 2022. Por el contrario, la electricidad explica alrededor de dos tercios de los subsidios a la energía en ALC (en promedio, el 0,6 % del PIB en una definición presupuestaria similar a la mencionada para Europa), según datos de FIEL (2020). Los hogares también tienen una participación del 66% en los subsidios.

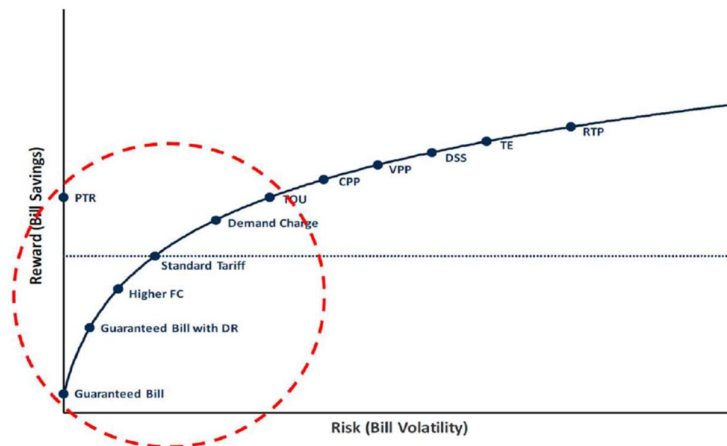
6.2. Opciones o zona de acción

Una adaptación de la lista de elementos de reforma al comienzo de esta sección adaptada a ALC debe tener en cuenta las disyuntivas anteriores (donde la asequibilidad y la recuperación de costos juegan un papel más importante que en las redes maduras) y lo que podemos denominar el alcance o “zona de acción” para ALC en la “escalera” de innovación en el diseño de tarifas que el mundo está presenciando, según la base de datos compilada y mostrada por Faruqui y Tang (2021) y descrita anteriormente en la sección 4. La Figura 8 muestra los “escalones” en términos de diseño de tarifas innovaciones y refleja limitaciones tanto tecnológicas (es decir, de medición) como de asequibilidad, que sesgan las soluciones requeridas hacia los usuarios de menor consumo de electricidad.

Figura 8

Zona de acción inmediata para mejorar el diseño tarifario en ALC

Utilities are beginning to offer choices of tariffs to customers



Fuente: Faruqui and Tang (2021)

La Figura 8⁷ presenta un ordenamiento que busca representar una frontera clásica de retorno o rendimiento versus riesgo, donde “retorno” significa ahorros potenciales en la factura en términos de gasto de electricidad (de energía y potencia) y el riesgo está representado por la volatilidad de la factura. La “innovación” tarifaria en materia de señales de precios tiene rendimientos decrecientes en las ganancias o ahorros, a expensas de mayor riesgo o volatilidad. Dado esto LAC tiene una zona de

⁷ TOU (tiempo de uso) se refiere al día dividido en períodos pico y valle; PTR (reembolsos por horas pico) se refiere a que a los clientes se les paga por reducciones de carga en días críticos; Las tarifas de los clientes RTP (precios en tiempo real) varían según la hora para reflejar el costo real de la electricidad; Los clientes de CPP (critical peak pricing) pagan precios más altos durante eventos críticos; Los clientes VPP (variable peak pricing) pagan una tarifa que varía durante los días pico alternativos para reflejar las variaciones dinámicas en el costo de la electricidad.

acción inmediata que es mejorar la tarifa estándar de referencia y pasar a la tarificación por capacidad y el tiempo de uso (TOU) mientras que al mismo tiempo mejorar los mecanismos de tarificación para usuarios de bajo consumo. Un movimiento hacia la fijación de precios por capacidad y TOU mejorará la reflectividad de los costos, mientras que los esquemas de bajo consumo atenderán mejor la asequibilidad. Sin embargo, como se explicó anteriormente, ALC necesita mejorar el statu quo estándar de tarifas con una mejor gramática del diseño de tarifas.

Más allá de esta visión de reforma conservadora y con un enfoque más detallado, las opciones para ALC parecen una vía para i) mejorar la recuperación de costos a través de un mejor diseño y regulación del mercado mayorista; ii) salirse de los precios volumétricos excesivos y adoptar cargos fijos y cargos por capacidad; iii) reducir los precios por bloque excesivos; iv) promover la flexibilidad regulatoria y de medición para precios de menú con esquemas opcionales y facturas garantizadas; v) promover la flexibilidad para la agrupación de nuevos clientes y la fijación de precios para dar cabida a la innovación en la transición energética; vi) atender la asequibilidad a través de esquemas tarifarios y transferencias y avanzar hacia la suma global en los esquemas de tarifas sociales como reforma de los cargos fijos (diferenciados) para los hogares de bajos ingresos; vii) introducir devoluciones de impuestos para hogares de ingresos medios; viii) reformar la tributación para coordinar entre diferentes jurisdicciones.

6.3. Shocks energéticos y diseño de tarifas eléctricas

El escenario internacional se ha visto conmocionado dos veces entre 2020 y 2022; primero, con la pandemia de COVID-19 y, más recientemente, con la invasión y el conflicto Rusia-Ucrania, ambos con distintas implicaciones para la transición energética y las estructuras tarifarias. El último shock ha sido más relevante para los dilemas de diseño de tarifas, ya que ha traído problemas de asequibilidad a Europa nunca vistos antes. Sin embargo, para tener en cuenta el efecto de este shock en la discusión del diseño de tarifas eléctricas, se debe distinguir entre el origen y la naturaleza del shock, por un lado, y la propagación a las estructuras tarifarias, por el otro. El shock proviene de desequilibrios que actúan sobre los precios de los insumos de energía primaria y no de las tarifas de la red en sí, que actúan pasivamente. Son señales de precios transitorias, muy probablemente, que alteran la gramática de las tarifas eléctricas y reducen significativamente su participación en el valor final de la factura, que ahora es objeto de preocupación debido a problemas de asequibilidad. Hay que separar los efectos potenciales de este tipo de shock de aquellos que operan aguas arriba en el sector eléctrico y aquellos con consecuencias aguas abajo. Entre los primeros está el impacto en la fijación de precios a costo marginal y los precios spot a corto plazo y su efecto en los contratos. Entre los últimos se encuentran las consecuencias de los shocks en los componentes

de infraestructura de la cadena de valor y la fijación de precios. El primer efecto es, por mucho, el dominante en las circunstancias actuales.

Estos efectos son esencialmente de corto plazo y claramente no deberían converger en el largo plazo, es decir, no están aquí para quedarse. Los problemas de largo plazo en cambio vienen de otra cuestión, que es si el modelo marginalista de precios va a sobrevivir a largo plazo como modelo de formación de precios en electricidad, dada la volatilidad que puede generar y sus consecuencias sobre la sostenibilidad sociopolítica, debido a la asequibilidad. Esta volatilidad siempre se ha pensado a largo plazo como algo de raíz tecnológica, es decir, dada por la volatilidad de la generación renovable. Sin embargo, el debate actual es diferente y se refiere a si los shocks coyunturales que ahora se están viviendo van a dar lugar a intervenciones que, a su vez, dejen consecuencias en la formación de precios, con riesgos de abandonar o reformar prematuramente el modelo de formación de precios marginalista. Es en este sentido que se puede abordar la conexión de corto o largo plazo a la que se hace referencia anteriormente.

La protección de los consumidores frente a las crisis de precios y costes a corto plazo de la electricidad, como la experimentada recientemente en Europa, puede abordarse desde diferentes ángulos que van desde el diseño de contratos y las transferencias de suma fija a los hogares hasta otros mecanismos que permiten a los consumidores invertir en acuerdos de compra de energía con el fin de protegerse de shocks (ver Hirth, 2023). Sin embargo, traducido al contexto institucional de ALC esto parece menos práctico y entra en conflicto con la asequibilidad de los hogares, que es una limitación principal. El uso del diseño contractual y transferencias de suma fija parece más relevante. Aun así, en ALC existe un problema a resolver en el diseño de formatos transitorios y permanentes para el uso de estos instrumentos.

El debate sobre las consecuencias de la formación de precios aguas arriba en la electricidad es menos exigente para ALC dado que sus mercados mayoristas de electricidad están menos integrados, dependen en gran medida de las energías renovables, tienen costos y precios domésticos del gas natural relativamente bajos en algunos casos y tienen una densidad contractual baja en comparación a la UE. La Figura 9 muestra la estructura del uso de insumos energéticos en la generación de electricidad en ALC y con una comparación con los promedios de la UE y EE. UU. La evidencia primaria muestra que los precios de la electricidad no han subido mucho en ALC, como lo han hecho en la UE. Los precios de la gasolina y el gas natural (o GLP) han superado a los precios de la electricidad (todos medidos en relación con el nivel general de precios) en algunos países (Brasil, Chile), mientras que los controles o la amortiguación fiscal lo han evitado en otros (Argentina, México).

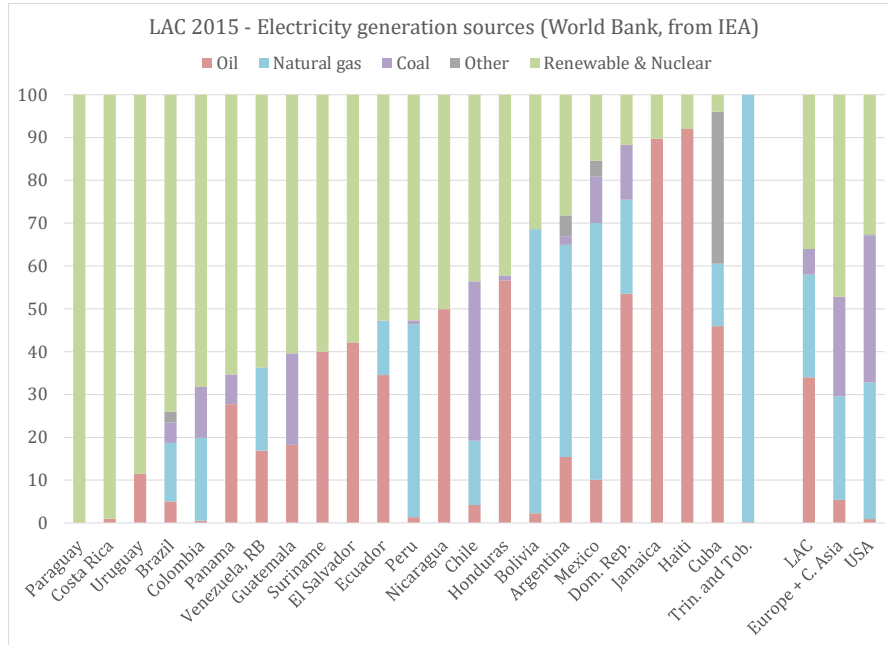
6.4. Impacto de la reforma del precio del carbono en las tarifas eléctricas

En el caso de ALC, parece necesario al menos comentar las consecuencias o el impacto de la introducción de la fijación de precios del carbono en los temas

discutidos en este trabajo. Esto parece importante por las probables consecuencias en los costos de la energía, pero también porque los actuales proyectos de generación eléctrica en la región no parecen concebidos teniendo en cuenta que este impuesto va a existir y tienen una sendero dependencia o inercia muy marcada, como lo han planteado recientemente algunos documentos del BID (González-Mahecha *et al*, 2019).

Figura 9

Estructura de insumos en la generación eléctrica en ALC



La evidencia elaborada recientemente en Ahumada *et al* (2023) se resume a continuación en la Tabla 8.

Table 8
Tasas Efectivas al Carbono en ALC, 2018 (EUR/tCO₂)

country	2018, in EUR/tCO ₂			
	Fuel Excise Tax	Carbon Tax	Effective Carbon Rate	Electricity Excise Tax
Argentina	17.18	1.46	18.64	4.39
Bolivia	20.02	0.00	20.02	4.95
Brazil	16.24	0.00	16.24	5.26
Chile	18.77	1.24	20.01	0.00
Colombia	19.68	1.72	21.39	0.00
Costa Rica	75.93	0.00	75.93	7.66
Dom. Rep.	24.61	0.00	24.61	0.00
Ecuador	0.00	0.00	0.00	12.59
El Salvador	17.95	0.00	17.95	0.00
Guatemala	6.86	0.00	6.86	3.75
Honduras	25.91	0.00	25.91	2.83
Jamaica	43.34	0.00	43.34	0.00
Mexico	28.28	1.28	29.57	0.00
Nicaragua	14.28	0.00	14.28	3.06
Panama	25.07	0.00	25.07	0.00
Paraguay	22.83	0.00	22.83	0.00
Peru	17.09	0.00	17.09	4.14
Uruguay	35.35	0.00	35.35	0.00
<i>LAC simple average</i>	<i>23.85</i>	<i>0.32</i>	<i>24.17</i>	<i>2.70</i>

La posición de ALC dentro de la métrica de fijación de precios del carbono de la OCDE, conocida como tasa efectiva de carbono (ECR, o *effective carbon rate*) al uso de energía.⁸ Las estimaciones para ALC arrojan un promedio de aproximadamente 24 euros. por tCO₂, que es inferior a los 45 euros de la OCDE y que, como en el caso de la OCDE, se explica mayoritariamente por los impuestos específicos (excises) sobre los combustibles líquidos en el sector del transporte por carretera. Para el resto de sectores, incluido el de generación eléctrica (donde debería ubicarse un impuesto al carbono sobre los combustibles), prácticamente no existe precio al carbono. Este panorama no cambia debido a la actual introducción del impuesto al carbono en los 4 países de ALC que lo tienen (Argentina, Chile, Colombia y México). De hecho, el fenómeno anterior se agrava aún más en estos países, en cuanto a la baja carga fiscal sobre el CO₂ fuera del sector del transporte por carretera. Esto se debe a exenciones, por ejemplo en el caso del gas natural y otros combustibles que tienen un impacto en la generación de electricidad, como se muestra antes en la Figura 9.⁹

⁸ Se trata de una metodología que suma los impuestos al consumo de combustible, los impuestos al carbono y los precios del carbono provenientes de los sistemas de intercambio de emisiones o ETS (emisión trading systems), todo definido sobre el uso de energía. Ver al respecto OECD (2016, 2018, 2021).

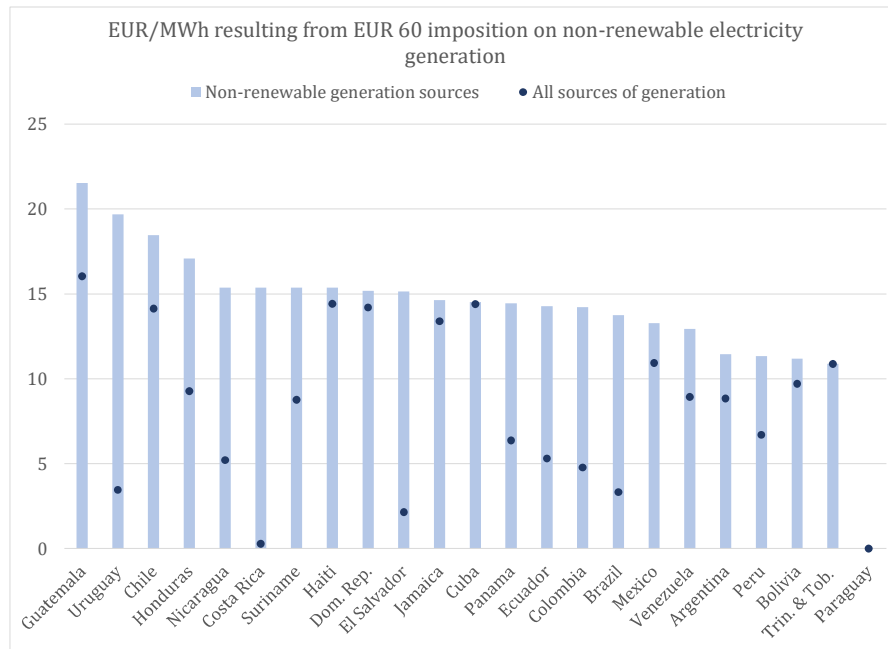
⁹ La última columna del Cuadro 8 muestra otra característica interesante de ALC que es la carga de los impuestos sobre el uso de la electricidad, por lo que el uso energético final de la electricidad (que no emite CO₂) está sujeto a un impuesto, mientras que los insumos de combustible utilizados para la generación están exentos de impuestos. ya sea impuestos específicos (excises) o un impuesto al

El impacto sobre los precios de la electricidad de la introducción de un precio al carbono en ALC se puede aproximar utilizando los datos recopilados en Ahumada *et al* (2023) y dependerá del supuesto del tamaño del impuesto al carbono y la estructura de generación de electricidad. La Figura 10 proporciona una primera aproximación a dicho impacto, suponiendo un impuesto al carbono de 60 EUR por tonelada de CO₂, que es un valor de rango medio en las métricas de evaluación comparativa utilizadas por la OCDE. La Figura 10 muestra dos valores diferentes. Las barras informan el importe, en EUR por MWh, de lo que sería un impuesto sobre las emisiones de CO₂ por MWh generado por fuentes no renovables. Se trata de una relación entre el valor de las emisiones de CO₂ de las distintas aportaciones de combustibles multiplicado por 60 y los MWh generados a partir de fuentes térmicas. Estos valores, como se esperaría, no son muy diferentes entre países, ya que los insumos utilizados en la generación térmica entre países son relativamente similares. En cambio, los puntos de la Figura 9 muestran las mismas emisiones de CO₂ gravadas en relación a los MWh totales generados por el país. Cuanto más sesgada hacia las unidades térmicas esté la estructura de generación de electricidad, más cerca estarán los puntos de la parte superior de las barras. Así, países con pocas unidades térmicas y muchas más renovables, como Uruguay, que se ubican en las barras de manera similar a otros países en términos de costo de impacto por MWh de generación térmica, muestran un impacto significativamente menor en el total de la energía eléctrica generada.

La Figura 10 muestra que existen 6 países en los que un impuesto al carbono de 60 EUR tendrá un costo sobre la electricidad de aproximadamente 15 EUR por MWh y otros 6, con un impacto en el costo de aproximadamente 10 EUR. Estos son valores de impacto significativo, aunque manejables si se manejan dentro de un sendero preanunciado. El precio del carbono daría una ventaja competitiva a la generación renovable según las magnitudes sugeridas por esta aproximación, aunque se necesita modelar una simulación adecuada del impacto con un modelo de despacho real para cada país.

carbono (en aquellos países donde existen impuestos al carbono). La Tabla 8 calcula un índice híbrido para el caso de la electricidad, donde el valor o suma (en EUR) de los impuestos específicos recaudados de la electricidad se divide por la cantidad de CO₂ emitida en el proceso de generación de electricidad. En otras palabras, muestra la carga sobre los precios de la electricidad (energía), por tonelada de CO₂, que ya tiene el país; excepto que en lugar de ser el resultado de un impuesto al carbono sobre los insumos es un impuesto sobre el uso de la electricidad, es decir, muestra una distorsión. El tamaño de esta carga es importante en algunos países, particularmente en Ecuador, que tiene tasas efectivas de carbono cero en el uso de energía.

Figura 10
Impacto de un impuesto al carbono de 60 Euros
sobre el costo de la electricidad en ALC



Fuente: Estimaciones propia basadas en Ahumada et al (2023)

7. Reflexiones finales

Si bien la sección anterior establece la discusión sobre qué opciones tiene ALC a futuro en términos de cómo mejorar el diseño de las tarifas eléctricas a partir de un determinado statu quo, no debemos olvidar que uno de los objetivos de este trabajo es contribuir a ordenar la recopilación de información con fines ulteriores de dialogo e investigación de políticas. Si bien de este trabajo emerge con fuerza, en nuestra opinión, hacia dónde debe moverse ALC en el diseño de tarifas eléctricas -basado en principios, experiencia internacional y posibilidades propias-, existe un aporte previo sobre cómo recolectar y comprender los datos tan desorganizados y heterogéneos que existen sobre la fijación de tarifas eléctricas, que se encuentra disperso entre países. ¿Cuáles son las metodologías detrás de las tarifas eléctricas en cada país? ¿Están disponibles? ¿Son transparentes en la información de los componentes tarifarios y su correspondencia con las categorías de costos? ¿Cuáles son los estándares mínimos que se necesitan para construir un conjunto comparable de estructuras tarifarias? ¿Cómo deberían cooperar los países para compartir metodologías e información sobre tarifas eléctricas? Creemos que un proyecto que ayude a resolver estas dudas sería en sí mismo una contribución importante.

El punto anterior es relevante también en otra dimensión importante: ¿Quién impulsa la innovación de la estructura tarifaria hoy en día en todo el mundo? La

evidencia de Faruqui y Tang (2021) cuenta una historia que está esencialmente impulsada por las empresas de distribución (como muestra el título de la Figura 8). Esto es relevante en otros lugares, pero también en ALC, particularmente en lo que respecta al papel de los operadores del sistema de distribución en el progreso del diseño de tarifas. El informe sobre Europa que aparece en ACER (2021) sobre el establecimiento de metodologías de tarifas eléctricas muestra un mecanismo más equilibrado o balanceado, con casos de países más sesgados hacia un rol importante de los ministerios, otros hacia las empresas de servicios públicos y otros hacia las autoridades reguladoras nacionales. LAC se ha estado moviendo hacia otorgar un papel más importante a las autoridades reguladoras, pero el papel de las empresas de servicios públicos parece tener potencial, si se puede implementar una gobernanza adecuada.

En respuesta a la pregunta de qué opciones tiene disponible LAC, en la sección anterior proporcionamos una lista extensa de acciones dentro de una zona viable de acción para introducir mejoras en la tarificación. Sin embargo, un aspecto importante a tener en cuenta es que no existe una estrategia de “modelo dominante” que se ajuste a todos o un plan listo para usar (“pret-a-porter”) y los países se encuentran a su vez en diferentes etapas y caminos respecto al abordaje de las disyuntivas centrales planteadas antes referidas al recupero de costos, la reflectividad de costos y la asequibilidad. Es decir, los contenidos o detalles finales resultantes de los procesos de reforma van a ser diferentes.

No obstante ello, puede decirse que existen dos “modelos” polares principales, según el papel de las estructuras tarifarias, para hacer frente o responder a las disyuntivas mencionadas antes. El primero es lo que puede denominarse un “*modelo de señales eficientes*”, con bloques constitutivos formado por un mercado mayorista competitivo; regulación de incentivos 2.0; medición inteligente; tarifas en dos partes con paquetes tarifarios y nuevos grupos tarifarios; fijación de precios de la energía en referencia al costo marginal social; introducción de tiempo de uso, cargos por capacidad y, muy importante, subsidios fiscales de suma fija para resolver la asequibilidad. El “rival” polar del modelo anterior es lo que podría llamarse un “*modelo de subsidios cruzados*”, con mercados mayoristas más intervenidos en cuanto a la formación de precios; regulación básica de incentivos en infraestructura; fijación de precios en bloque; intervenciones de precios intra-marginales; tarifas básicas por tiempo de uso (peak/off peak); y finalmente tarifas o subsidios sociales integrados a la fijación de precios.

Cuál de estos dos modelos acomoda mejor la transición eléctrica depende de cual es la importancia que se asigna a las señales de precios para guiar dicha transición. El modelo de señales eficientes lo hace naturalmente mientras que el de subsidios cruzados depende de una visión de la transición eléctrica más basada en subsidios y selección de tecnologías, algo que en el modelo de señales debería surgir de un

proceso descentralizado de decisiones basadas en incentivos que conduzcan a la eficiencia dinámica.

La forma en que los países se ubicarán entre estas dos formas polares dependerá en gran medida de su desempeño fiscal y distributivo. El desempeño fiscal parece esencial para esta discusión porque el modelo de señales eficientes se basa en el supuesto de que las transferencias fiscales están disponibles para resolver las disyuntivas entre asequibilidad, recuperación de costos y reflectividad de costos. Supone que los instrumentos fiscales están disponibles para desvincular la fijación de precios eficiente de las transferencias de suma fija, que se adaptan a la asequibilidad. Si estos instrumentos no están disponibles, y la autoridad regulatoria no tiene el mandato o la capacidad para imitar o hacerle la mímica a la política fiscal de transferencias de suma fija a través de cargos fijos diferenciados, entonces esto aumenta el sesgo hacia el modelo de subsidios cruzados.

Sobre este tema, existe una observación crítica reciente desde la ejecución de la política sectorial de infraestructura (electricidad en particular). Esta crítica de “practitioners” o ejecutores de política o proyectos sugiere que mientras se recomienda el uso de instrumentos fiscales para resolver el problema de asequibilidad, mientras que es muy poco probable que estos instrumentos fiscales estén disponibles en los países de ALC. Por lo tanto, esto lleva a que el problema deba ser abordado y resuelto dentro del propio sector. Frente a la ausencia de espacio fiscal e instrumentos para acomodar las transferencias compensatorias, una reflexión general es que existe la necesidad de considerar, en la práctica, instrumentos más o menos distorsivos. Más distorsivos van a ser aquellos que lleven a bloques de precios con esquemas con subsidios cruzados que afecten los precios marginales enfrentados por los usuarios. Relativamente menos distorsivo puede ser cuando el diseño sectorial trata de replicar o imitar la política fiscal. Si se desea introducir impuestos/subsidios de suma fija que alteren cargos fijos de facturas y no se dispone de dichos instrumentos, entonces se requiere que la regulación sectorial realice esta operación a través de cargos fijos diferenciados. Esto será preferible a distorsionar las señales de precios marginales. Establecer las transferencias compensatorias como una operación sectorial llevada a cabo por la autoridad regulatoria puede ser preferible, por motivos de economía política, que centralizar el manejo de transferencias a través de una operación fiscal. Ello es así porque las transferencias fiscales compensatorias para abordar la asequibilidad en el consumo de electricidad (y otros servicios públicos de infraestructura) pueden ser propensas a influencias políticas que agreguen o sumen demandas y deriven en la votación parlamentaria de un esquema de renta básica universal, cuando en realidad estamos en un escenario transitorio o de transición en donde es casi seguro que los precios hoy observados se encuentran por encima de los valores de largo plazo.

Seguir un enfoque sectorial para abordar la asequibilidad es relativamente poco ortodoxo porque implicará la segmentación de clientes para estos fines distributivos

y, además, el regulador debería caminar en puntas de pie para no incurrir en subsidios cruzados. Esta es, un área que necesita más investigación de políticas. Existen algunos documentos recientes sobre la tarificación de la electricidad en contextos regulatorios modernos (Burger *et al*, 2020) que sugieren la necesidad de transferencias compensatorias para implementar una tarificación eficiente por tiempo de uso, pero el tema está actualmente poco tratado en la literatura. Más allá del uso de cargos fijos diferenciados, que pueden tal vez no ser suficientes para gestionar todas las compensaciones, existen otros instrumentos fiscales que pueden ser estudiados dentro de un problema de coordinación. Este es el caso estudiado en Navajas y Olguín (2022) comentado en la sección 5, donde suponemos que existe espacio político para reformar los impuestos de manera coordinada. El uso de impuestos se puede utilizar para agregar instrumentos que permitan que algún subgrupo de hogares de bajos ingresos segmentados tenga una eliminación de impuestos, mientras que otros de niveles medio-bajo y medio pueden acceder a reembolsos ("rebajas") por solicitud. El uso de estos mecanismos es inferior a la gestión de cargos fijos porque afecta los precios marginales y si se usan de manera laxa pueden generar filtraciones en las transferencias, un problema bien conocido en ALC, como se documenta en varios estudios. Sin embargo, lo importante es que los impuestos pueden ayudar a completar el arsenal de instrumentos para avanzar hacia una tarificación eficiente de la electricidad.

References

- ACER (2021), *Report on Distribution Tariff Methodologies for Europe*, <https://www.acer.europa.eu>
- Ahumada H., S. Espina-Mairal, F. Navajas and A. Rasteletti (2023), “Effective Carbon Rates on Energy Use in Latin America and the Caribbean: Estimates and Directions of Reform”, Technical Note N° IDB-TN-2656, Inter-American Development Bank. <https://publications.iadb.org/en/effective-carbon-rates-energy-use-latin-america-and-caribbean-estimates-and-directions-reform>
- Armstrong M., S. Cowan and J. Vickers (1994), *Regulatory Reform*, Cambridge Mass.: MIT Press.
- Barjak F., J. Lindeque, J. Koch, and M. Soland (2022), “Segmenting household electricity customers with quantitative and qualitative approaches”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 157, pp.1-23
- Boiteaux M. (1956), “Sur le gestion des Monopoles Publics astreints a l’équilibre budgétaire”, *Econometrica* 24 pp. 22-40
- Borenstein S. (2010), “The Redistributive Impact of Non-Linear Electricity Pricing”, NBER Working Paper 15822, <http://www.nber.org/papers/w15822>
- Borenstein, S. (2016), “The economics of fixed cost recovery by utilities.” *The Electricity Journal*, 29(7): 5–12.
- 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.
- Borenstein S. and L. Davis (2010), “The Equity and Efficiency of Two-Part Tariffs in U.S. Natural Gas Markets”, NBER Working Paper 16653, <http://www.nber.org/papers/w16653>
- Brown S. and D. Sibley (1986), *The Theory of Public Utility Pricing*, Cambridge: Cambridge University Press.
- Burger S., C. Knittel, I. Pérez-Arriaga, I. Schneider and F. vom Scheidt (2020) “The Efficiency and Distributional Effects of Alternative Residential Electricity Rate Designs”, *Energy Journal*, 41, pp.199-239
- Cahana M., N. Fabra, M. Reguant and J. Wang (2022), “The Distributional Impacts of Real-Time Pricing”, Discussion Paper DP17200 Centre for Economic Policy Research
- Cavallo E., A. Powell and T. Serebrisky (2020), *From Structures to Services*, Washington: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Coase, R. (1946), “The marginal cost controversy”, *Economica*, 13, 169–89.
- Costa Campi M.T., A. Loschel and E. Trujillo-Baute (2019), “Facing the Energy Transition: An Introduction”, *Economics of Energy & Environmental Policy*, 8, 1, pp. 1-6.
- CEER (2020), “CEER paper on electricity distribution tariffs supporting the energy transition”, www.ceer.eu
- Cont W. and F. Navajas (2019). “Subsidios a los servicios de infraestructura en LAC: Direcciones de reforma”, unpublished mimeo, background paper for DIA 2020, IDB.
- Cont W., F. Navajas, A. Porto and F. Pizzi (2021), *Precios y Tarifas y Política Económica. Argentina 1945-2019*, La Plata: CEFIP y UNLP. Abril
- Cramton P. (2017), “Electricity market design”, *Oxford Review of Economic Policy*, 33, 4, pp. 589–612

European Commission (2021), *Study on energy subsidies and other government interventions in the European Union*, Final Report, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/be5268ba-3609-11ec-bd8e-01aa75ed71a1/language-en>

Faruqui A. and S. Tang (2021), “Best Practices in Tariff Design. A Global Survey”, <https://www.brattle.com>

Feldstein M (1972), “Equity and Efficiency in Public Sector Pricing: The Optimal Two-Part tariff”, *Quarterly Journal of Economics*, vol.86, pp.175-87

FIEL (2017), “Calidad y eficiencia del gasto público en América Latina y el Caribe: actualización de estimaciones de niveles de gasto y filtraciones en asistencia social, energía y gasto tributario.” Background paper for Izquierdo *et al* (2018) op.cit.

FIEL (2020), “Análisis de la eficiencia e incidencia del gasto público en países seleccionados de la región”, Report paper to the IADB.

Gonzalez-Mahecha E., O. Lecuyer, M. Hallack, M. Bazilian and A. Vogt-Schilb (2019), “Committed Emission and the Risk of Stranded Assets from Power Plants in Latin America and the Caribbean”, Discussion Paper IDB-DP-00708, Inter American Development Bank.

Hampton H. and A. Foley (2022), “A review of current analytical methods, modelling tools and development frameworks applicable for future retail electricity market design”, *Energy*, 260, pp.1-24.

Hancevic P, H. Nuñez and J. Rosellon. 2022. “Electricity Tariff Rebalancing in Emerging Countries: The Efficiency-equity Tradeoff and Its Impact on Photovoltaic Distributed Generation”, *The Energy Journal*, Vol. 43, No. 4.

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

Heal G. (2021), “Decarbonisation will need new power pricing — we must think beyond GDP for sustainability”, *The Economic Times*, September 3.

Helm D. (2017), *Cost of energy review*, Report to the UK Government, October.

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/>

Hirth, L. (2023), “Protecting electricity consumers from (more) price shocks”, EURACTIV, <https://www.euractiv.com/section/electricity/opinion/protecting-electricity-consumers-from-more-price-shocks/>

Hotelling H. (1938), “The General Welfare in Relation to Problems of Taxation and of Railway and Utility Rates”, *Econometrica*, 6, pp. 242-269.

Ito, K.. 2014. “Do Consumers Respond to Marginal or Average Price? Evidence from Nonlinear Electricity Pricing.” *American Economic Review*, 104(2): 537–63.

Ito, K. and S. Zhang. 2020. “Reforming Inefficient Energy Pricing: Evidence from China.” National Bureau of Economic Research Working Paper #26853.

- Izquierdo A., C. Pessino y G. Vuletin (2018), *Mejores Gastos para Mejores Vidas*, Washington: Banco Interamericano de Desarrollo
- Komives K., V. Foster, J. Halpern and Q. Wood. 2005. *Water, Electricity and the Poor: Who Benefits from Utility Subsidies?* Washington, United States: World Bank.
- Labandeira, X.; J. Labeaga, J. Teixidó, (2022) "Major Reforms in Electricity Pricing: Evidence from a Quasi-Experiment". *The Economic Journal*, 32, pp.1517-1541.
- Laffont J.J. and J. Tirole (1993), *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, Cambridge, Mass.: MIT Press.
- McRae F and F. Wollak (2021), "Retail Price in Colombia to Support the Efficient Deployment of Distributed Generation and Storage and Electric Vehicles", [*Journal of Environmental Economics and Management*](#), 110, pp. 1-23.
- Mejdalani A., D. Lopez, K. Antonio, A. Gomez, M. Hallack, M. Tolmasquin and L. Camara (2022), "Assessing Tariff Design in Latin America", unpublished mimeo, IDB.
- Navajas F. (2006) "Estructuras Tarifarias Bajo Stress", *Económica* (La Plata), Año LII, N°1-2, pp. 77-102.
- Navajas, F. (2009). "Engel Curves, Household Characteristics and Low-User Tariff Schemes in Natural Gas." *Energy Economics* 31(1): 162-168.
- Navajas F. (2013), "Diseño de Tarifas de Gas Natural: Aspectos Conceptuales y Prácticos", Gerencia de Política y Análisis Económico, Seminario Externo, OSINERGMIN, Lima, Perú, [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios Economicos/Seminarios_y_Conferencias/Externo/FernandoNavajas-DTGN.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Seminarios_y_Conferencias/Externo/FernandoNavajas-DTGN.pdf)
- Navajas F. (2018), "Impuestos y cargos específicos en las tarifas de los servicios de infraestructura", Nota Técnica 1473, Banco Interamericano de Desarrollo, Agosto. <https://publications.iadb.org/handle/11319/9032>
- Navajas F. (2022), "Whither user taxes on network electricity infrastructure?", unpublished mimeo, IAEE 43rd International Conference, Tokyo.
- Navajas F. and S. Olguin (2022), "Electricity Pricing and Tax Coordination Across Sub National Regulatory Jurisdictions", 8th ELAEE Conference, UTADAO, Bogota, November.
- Navajas F. y A. Porto (1990), "La Tarifa en Dos Partes Cuasi-Optima: Eficiencia, Equidad y Financiamiento", *El Trimestre Económico* N°228, pp. 863-888.
- Pérez-Arriaga I., J.D. Jenkins and C. Batlle (2017), "A regulatory framework for an evolving electricity sector: Highlights of the MIT utility of the future study", *Economics of Energy and Environmental Policy*, 6, pp.71-92.
- OECD (2016) *Effective Carbon Rates: Pricing CO₂ through Taxes and Emissions Trading Systems*, OECD Publishing, Paris.
- OECD (2018), *Effective Carbon Rates 2018: Pricing carbon emissions through taxes and emission trading*, Paris: OECD.
- OECD (2021), *Effective Carbon Rates 2021: Pricing carbon emissions through taxes and emission trading*, Paris: OECD.

- Phlips L. (1983), *The Economics of Price Discrimination*, Cambridge University Press
- Rajabi A., M. Eskandari, M.J. Ghadi, L. Li, J. Zhang (2019), "A comparative study of clustering techniques for electrical load pattern segmentation", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109628>
- Ramsey, F.P. (1927). "A contribution to the theory of taxation", *Economic Journal* 37, 47–61.
- Redden, J. P., & Hoch, S. J. (2006). "The Psychology of Two-Part Tariffs", Retrieved from https://repository.upenn.edu/marketing_papers/266
- vom Scheidt F, H. Medinová, N. Ludwig, B. Richter, P. Staudt and C. Weinhardt (2020), "Data analytics in the electricity sector – A quantitative and qualitative literature review", *Energy and AI*, <https://doi.org/10.1016/j.egyai.2020.100009>
- Shaffer, B. (2020). "Misunderstanding Nonlinear Prices: Evidence from a Natural Experiment on Residential Electricity Demand." *American Economic Journal: Economic Policy*, 12(3): 550–561.
- Tirole J. (1988), *The Theory of Industrial Organization*, MIT Press.
- Turvey R. and D. Anderson (1977), *Electricity economics: Essays and case studies*, Washington D.C.: The World Bank.
- Urbiztondo, S. (1997), "Confusing Fixed and Variable Costs under Ramsey Regulation." Documento de Trabajo 3. La Plata, Argentina: Universidad Nacional de la Plata.
- Urbiztondo S., D. Barril and F. Navajas (2020), "Regulation of Public Utilities of the Future in Latin America & the Caribbean: the Argentine electricity sector", Technical Note #1814, IDB Washington.
- Weiss M, M. Hallack *et al* (2022), "Empowering Electricity Consumers through Demand Response: Why and How", IDB Working Paper Series IDB-WP -1312.
- Willig R. (1978) "Pareto-superior Nonlinear Outlay Schedules", *Bell Journal of Economics*, vol.9,spring, pp.56-69.
- Wilson R. (1993), *Nonlinear Pricing*, Oxford University Press.
- Wolak F. (2008) "Public utility pricing and finance", *The New Palgrave Dictionary of Economics*, London: Macmillan
- Wolak, F. 2018. "Evidence from California on the Economic Impact of Inefficient Distribution Network Pricing and a Framework for a Proposed Solution." Stanford, https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/nber_distribution_network_wolak.pdf