

CAF - WORKING PAPER #2023/14

Final version: October, 2023

Desafíos regulatorios en la incorporación de energías renovables

Ignacia Mercadal¹

¹Assistant Professor, Department of
Economics, University of Florida.
imercadal@ufl.edu

La transición hacia una matriz energética libre de emisiones de gases invernadero presenta múltiples desafíos desde el punto regulatorio. Primero, será necesario proveer los incentivos para que haya capacidad de generación y transmisión suficiente para mantener un sistema confiable, lo que se hace más difícil debido a que la intermitencia de las tecnologías renovables aumenta la volatilidad de la generación y la hace más difícil predecir. Para esto, también es importante proveer incentivos para que el sistema opere de manera eficiente, para lo cual es necesario que los precios a los que se transan los distintos servicios reflejen el costo de producirlos. En el artículo se discuten los desafíos en estas dos líneas, y finalmente se discute brevemente el caso de algunos países en su transición energética.

KEYWORDS

renovables, transición energética, mercados eléctricos, regulación

Pequeñas secciones del texto, menores a dos párrafos, pueden ser citadas sin autorización explícita siempre que se cite el presente documento. Los resultados, interpretaciones y conclusiones expresados en esta publicación son de exclusiva responsabilidad de su(s) autor(es), y de ninguna manera pueden ser atribuidos a CAF, a los miembros de su Directorio Ejecutivo o a los países que ellos representan. CAF no garantiza la exactitud de los datos incluidos en esta publicación y no se hace responsable en ningún aspecto de las consecuencias que resulten de su utilización.

1 | INTRODUCCIÓN

La transición hacia una matriz energética libre de emisiones de gases invernadero presenta múltiples desafíos desde el punto regulatorio. El primero tiene que ver con la inversión. Esta transición requerirá altos niveles de inversión en plantas renovables y tecnologías complementarias, puesto que junto con reemplazar las plantas fósiles existentes será necesario aumentar la capacidad total del sistema para servir a una demanda mucho mayor a causa de la electrificación de los sectores de transporte y calefacción. Las plantas renovables requieren una inversión inicial considerable pero una vez operando tienen costos marginales de prácticamente cero. Esto implica que a medida que aumentan su participación, los precios de mercado disminuirán y se hará necesario implementar otros mecanismos para cubrir el costo de construir estas plantas. Entre ellos se encuentran subastas de capacidad y subsidios, ya sea a la inversión o a la generación, los que se han implementado ya en muchos países. Dependiendo de los recursos naturales con los que cuenta cada país y su geografía, la composición de la matriz energética y el sistema eléctrico de menor costo será distinta (más o menos almacenamiento, baterías o embalses, más o menos generación distribuida, diversos niveles de costos de transmisión). Los programas de fomento de la inversión deberán tener en cuenta estas características para contribuir a una transición eficiente en términos de costo.

Un segundo conjunto de desafíos proviene de la intermitencia que caracteriza a las fuentes renovables como la energía eólica y la energía solar, la cual presenta nuevos desafíos para la incorporación de estas tecnologías en la matriz energética. En particular, la capacidad necesaria para que el sistema sea confiable¹ será más alta y dependerá de la matriz energética del sistema, así como de la correlación entre generación y demanda. Esto, a su vez, resultará en cambios en los pagos que recibe cada planta en el mercado, por lo que será necesario analizar cómo diseñar el mercado para que haya suficientes plantas de cada tipo y operen de manera óptima.

La intermitencia también crea la necesidad de herramientas que aumenten la flexibilidad del sistema para evitar cortes de suministro cuando no hay suficiente energía renovable para satisfacer la demanda. Esta flexibilidad puede provenir de la oferta, como es el caso de las baterías y otras formas de almacenamiento, o un aumento de la capacidad instalada para aumentar los niveles mínimos de producción que son probables en el sistema. También puede venir de la demanda, implementando precios dinámicos que manden señales adecuadas sobre la escasez de la electricidad en ese momento a las que los consumidores puedan responder. Si bien hasta ahora la respuesta de la demanda que se ha observado ha sido bastante limitada, se espera que con la automatización de parte de la demanda esto pueda mejorar (por ejemplo, la lavadora empieza a andar cuando los precios son bajos, el calentador de agua se apaga si los precios son muy altos, etc.).

La estructura de los mercados eléctricos varía bastante entre países e incluso áreas de un mismo país, como pasa en Estados Unidos. Primero, los mercados pueden estar desregulados o regulados. En el primer caso, se permite la libre entrada de firmas y que la energía se transe a precios de mercado, ya sea acordados entre partes o producto del equilibrio de un mercado *spot*. Si están regulados, hay una única empresa integrada verticalmente y sus tarifas están reguladas, usualmente fijando una tasa de retorno. Las empresas públicas siguen un esquema similar a las reguladas. Segundo, en el caso de los mercados desregulados, las transacciones pueden ocurrir a través de contratos de largo plazo o en un mercado *spot*. En la mayor parte de los casos hay una combinación de estos dos tipos,

¹El sistema es confiable cuando la probabilidad de que ocurran *blackouts* es baja. Qué tan baja debe ser está definido de acuerdo a estándares comunes típicamente establecidos por ingenieros. En Estados Unidos, se requiere que no se espere más de un día sin energía cada diez años.

si bien no siempre es posible observar cuánto se transa a través de contratos. En Estados Unidos, por ejemplo, menos del 20% de la energía transada en mercados desregulados el 2016 se transaba en mercados *spot* (MacKay and Mercadal, 2023), pero es común que los contratos de largo plazo estén indexados a los precios *spot*. Si bien se espera que los precios de los mercados *spot* y los contratos estén conectados por una condición de no arbitraje, los incentivos provistos por estos dos mecanismos pueden variar puesto que bajo un esquema de contratos los precios no son vulnerables a la volatilidad de corto plazo de los precios *spot*. Estas diferencias determinarán al menos en parte cuáles de estos desafíos son los más importantes, tal como lo hará la combinación de tecnologías y antigüedad de las plantas existentes.

A continuación se discuten en más detalle los principales desafíos regulatorios que se presentan en la transición hacia un sistema energético renovable. La siguiente sección 2 discute desafíos relacionados con la inversión y luego en la sección 3 los relacionados con la operación.² Finalmente la sección 4 presenta una breve descripción de cómo ha sido hasta ahora la transición a un sistema con más renovables en los casos de Estados Unidos, Chile, India y España.

2 | DESAFÍOS RELACIONADOS CON LA INVERSIÓN

Bajo cualquier sistema de organización que dependa en la libre entrada de plantas generadoras, es importante considerar cómo proveer incentivos que resulten en niveles de inversión eficientes y una combinación de tecnologías adecuada. En el caso de la electricidad, se considera necesario introducir mecanismos que permitan compensar inversiones en capacidad más allá de lo que permite el mercado de energía, por razones que se detallan a continuación (véase, por ejemplo, Joskow (2008)). Puesto que las plantas renovables tienen factores de capacidad menores que las de combustibles fósiles, y se necesita mayor capacidad para cubrir momentos de bajos recursos renovables, a medida que aumenta la capacidad renovable se hace especialmente importante diseñar mercados que provean suficientes mecanismos de inversión, ya que además se esperan menores precios *spot*.

Joskow and Tirole (2007) establecen condiciones bajo las cuales un mercado eléctrico descentralizado puede funcionar de manera eficiente y con suficiente inversión para que el sistema sea confiable. Una condición importante es que los precios reflejen el costo completo de la energía en todo momento, de manera que las quasi rentas que recibe el generador marginal sean suficientes para cubrir el costo de la entrada al mercado.³ Sin embargo, incluso si el diseño del mercado sigue las recomendaciones para maximizar la eficiencia, esta condición no se satisface en todas las horas, siendo particularmente complicada en las de alta escasez, lo que genera un problema de “dinero perdido” o *missing money* (Joskow, 2006, 2008). Cuando el mercado está al límite porque toda la capacidad está comprometida para generación o servicios complementarios, el precio debería reflejar el costo de no poder cubrir la demanda o VOLL (*value of lost load* en inglés). Sin embargo, el precio difícilmente sube lo suficiente para reflejar este valor, en muchos casos porque existen techos que limitan el máximo que los precios pueden alcanzar, los que a su vez se imponen para limitar el poder de mercado de los generadores en condiciones de escasez.⁴ A esto se suman otras

²Esta distinción se hace principalmente por sus ventajas expositivas, ya que en algunos casos se sobrepone.

³Tanto los precios de la energía como los de los servicios complementarios debieran reflejar los costos.

⁴Si bien a medida que aumenta la generación de fuentes renovables se espera que los precios bajen, un sistema 100% renovable no implica competencia perfecta. Los resultados de investigaciones centradas en diversos mercados en el mundo han mostrado que las generadoras típicamente tienen poder de mercado y las plantas renovables no son la excepción. Véase Fabra (2021) para una discusión detallada de los aspectos de competencia y comportamiento estratégico de la transición energética.

dificultades que impiden que los precios de mercado reflejen completamente el costo de la escasez, entre las que se incluyen imperfecciones de mercado y ciertas prácticas de los reguladores y operadores de mercado. Estos problemas pueden exacerbarse al aumentar la penetración de renovables, lo que aumenta la volatilidad y reduce los costos marginales de generación, entre otros (Newbery, 2016).

Joskow (2008) recomienda ciertas medidas para aumentar la eficiencia de la inversión en un mercado de energía sin mercado de capacidad (*energy only market*). Sugiere primero aumentar el techo del precio de mercado, y que el precio alcance el techo automáticamente cuando las condiciones del sistema son tales que el operador de mercado se ve obligado a modificar las asignaciones de mercado para garantizar confiabilidad. Además, es recomendable aumentar la flexibilidad de la demanda y su nivel de respuesta a cambios en los precios, así como aumentar la disponibilidad de productos complementarios que se transan en el mercado. Por último, es necesario revisar los criterios de confiabilidad pues fueron establecidos de acuerdo estándares ingenieriles bajo condiciones muy distintas (empresas integradas verticalmente con generación mayoritariamente en base a combustibles fósiles).

2.1 | Capacidad y confiabilidad

En un sistema eléctrico convencional, basta con conocer la máxima demanda esperada para determinar cuánta capacidad se necesita para garantizar un cierto nivel de confiabilidad. En un mercado con tecnologías renovables, esto deja de ser cierto porque cuánto se pueda generar con un cierto nivel de capacidad es variable. Por ejemplo, las fuentes renovables pueden dejar de producir súbitamente y dejar de producir bajo ciertas condiciones, como temperaturas extremas. Determinar la probabilidad de que una planta renovable con una cierta capacidad produzca una cierta cantidad no es un ejercicio trivial. A esto se agrega el hecho de que la disponibilidad de recursos renovables en un determinado momento está correlacionada a través de plantas del mismo tipo; por ejemplo, si es un año de sequía todas las plantas hidroeléctricas estarán restringidas. Por esta razón, independiente de cómo esté organizado el mercado, será necesario adaptarse a la mayor incertidumbre que implica un sistema con mayor participación renovable.

Wolak (2022) argumenta que por esta razón, en mercados con alta penetración renovable es importante hacer planes de largo plazo más allá de lo que normalmente se hace con capacidad e incorporar la generación esperada en lugar de centrarse sólo en la capacidad instalada. Wolak (2022) propone un mecanismo llamado *standardized fixed price forward contract* (SFPPFC) para planear las necesidades de largo plazo en un sistema con alta penetración renovable. La idea es que las distribuidoras firmen contratos de largo plazo con las generadoras para satisfacer la demanda esperada en un cierto período, y las generadoras se comprometan a satisfacer la demanda total. Estos contratos son a precios fijos. Las generadoras tienen incentivos para minimizar costos, puesto que en cada hora pueden comparar su propio costo de generación con el precio al que pueden comprar la energía en el mercado. Al poner el riesgo sobre las generadoras, éstas también tienen incentivos para buscar una combinación de fuentes de generación y almacenamiento tal que la correlación entre las distintas fuentes sea baja para minimizar el riesgo. Bajo el sistema propuesto por Wolak (2022), las distribuidoras están obligadas a tener contratos por una cierta proporción de su carga de demanda cada año. Por ejemplo, se puede requerir que tengan contratos por el 100 % para el año en curso, 95 % para el siguiente, y así. Estos contratos de largo plazo se transarían en subastas organizadas por la entidad a cargo del sistema eléctrico.

El mecanismo en particular que se elija para lidiar con este problema puede variar, pero es probable que en último término se entregue a las generadoras la responsabilidad de generar suficiente energía para cubrir la demanda. Con esto se reducen las dificultades de

coordinación que surgen en mercados descentralizados al momento de planear la capacidad necesaria para cubrir la demanda total a partir de fuentes renovables.

2.2 | Subastas de capacidad (mercados de capacidad)

Una de las soluciones que se ha propuesto al problema del “dinero perdido” o *missing money* es implementar subastas de capacidad.⁵ Para esto, el operador de mercado debe determinar la capacidad necesaria para tener una cantidad óptima de cortes de energía, pues dado que los consumidores no están dispuestos a pagar una cantidad infinita por evitar apagones, estos sucederán con cierta frecuencia. Las subastas de capacidad compensan a los generadores por proveer capacidad en un cierto número de años. El operador del sistema determina, por ejemplo, cuánto se necesitará en 5 años, y hace una subasta para asegurar esa capacidad. Las generadoras se pueden presentar con plantas existentes o con planes de construcción de plantas que empezarán a operar en el futuro. Fabra (2018) muestra que en presencia de poder de mercado, los precios de equilibrio en un mercado sólo de energía no incentivan niveles eficientes de inversión, aún cuando el poder de mercado resulta en precios por encima del costo marginal. Cuando hay poder de mercado, la combinación de subastas de capacidad y techos para los precios de la energía generan incentivos adecuados y mitigan la presencia de poder de mercado.

Tal como sucede en cualquier subastas, la definición del producto es fundamental y, en combinación con otros elementos de diseño, puede contribuir tanto a la eficiencia del mecanismo como a introducir distorsiones, por lo que se debe planear con cautela. La combinación de tecnologías que se tenga como objetivo en la subasta dependerá de las características de cada mercado y lo que se haya determinado es necesario dadas las condiciones en las que se encuentra. Sin embargo, hay ciertos elementos mínimos a definirse al diseñar la subasta. Primero, es importante considerar qué restricciones imponer en términos de emisiones, si alguna, pues dependiendo de los costos de las distintas tecnologías en cada mercado particular, la subasta puede terminar financiando la construcción de más plantas fósiles, entorpeciendo la transición hacia un mercado con más energías renovables. En casos en que se quiera considerar el gas natural como un elemento de la transición, no es obvio que se deba restringir la subasta a fuentes renovables, pero de todas maneras se deben considerar las emisiones en el criterio que determina qué generador gana la subasta. Un segundo aspecto importante en el diseño es si se permitirá participar a entidades de *demand response* o se restringirá a generadoras, y cómo se considerará la capacidad de cada una. Por último, la subasta debe especificar el horizonte de planeación, potencialmente definiendo distintas subastas para distintos plazos.

Es importante ser cuidadoso al momento de diseñar el mercado de capacidad. Por ejemplo, Newbery (2016) explica que en muchos casos el temor a los cortes de electricidad lleva a planear excesos de capacidad que a su vez exacerban el problema del “dinero perdido”, además de resultar en precios bajos.⁶ Asimismo es importante monitorear abusos de poder de mercado y tener en cuenta la posibilidad de comportamiento estratégico al diseñar la subasta (Teirilä and Ritz, 2019). Todavía no hay recomendaciones claras para muchas de las decisiones de diseño porque la literatura académica es limitada (Del Río and Kiefer, 2023), por lo que durante la transición energética es importante permanecer flexible

⁵La otra alternativa es eliminar el techo para el precio de la energía, que es el camino elegido para el mercado de Texas, ERCOT. En general los mercados de capacidad son preferidos porque la demanda es típicamente muy inelástica, lo que resulta en altos precios con pequeñas disminuciones en la demanda. Véase Cramton et al. (2013) para una discusión sobre como esta alternativa se compara a las subastas de capacidad.

⁶Newbery (2016) explica que parte del problema es también la falta de mercados para algunos productos, lo que ocurre, por ejemplo, cuando no hay suficientes instrumentos financieros para lidiar con parte de los riesgos o no se transan de manera eficiente.

y dispuesto a hacer cambios en el diseño sobre la marcha.

2.3 | Subsidios a la energía renovable

Muchos países han decidido entregar subsidios a las plantas de energía renovable para acelerar la transición. Desde un punto de vista económico, estos subsidios se justifican por la presencia de costos decrecientes debido al progreso tecnológico o *learning by doing*⁷ y otras externalidades positivas que estas plantas traen consigo como la reducción de la contaminación atmosférica. La evidencia parece justificar la importancia del *learning by doing*. Por ejemplo, en un documento de trabajo [Covert and Sweeney \(2022\)](#) encuentran que duplicar la experiencia de los productores de turbinas eólicas reduce los costos de fabricación entre 14% y 29%. Sin embargo, sólo 1-2% de la experiencia contribuye a reducir los costos de producción de otros modelos de turbina producidos por la misma empresa, y contribuye menos del 1% a reducir los costos de otras empresas. Pese a que estos números sugieren reducciones modestas, explican bajas en costos significativas a lo largo del tiempo. Estos resultados se alinean con la idea de que es necesario y eficiente subsidiar las tecnologías renovables para reducir costos futuros, pues así se hace más atractiva la entrada a empresas con tecnologías más eficientes pero sin experiencia, lo que resulta en costos altos al momento de entrar.⁸

Actualmente, es posible hacerse una idea de la competitividad de las tecnologías renovables usando cálculos del costo nivelado de la energía (*levelized cost of energy*), el cual incluye la inversión además de los costos variables. Recientemente pareciera que las tecnologías renovables pueden competir con las fósiles sin necesidad de incentivos adicionales. Aún así, desde el punto económico, al menos en ausencia de un impuesto a las emisiones pareciera que las externalidades positivas en términos de contaminación local y global podrían justificar establecer un subsidio. Además, los subsidios pueden acelerar la transición energética, incentivando la inversión en plantas renovables antes de que las centrales fósiles queden obsoletas o dejen de ser competitivas.

En términos generales estos subsidios pueden ser de dos tipos: subsidios a la inversión en plantas renovables y subsidios a la generación renovable (pago por MWh). Muchos países, como Estados Unidos, han elegido una combinación de ambos. [Aldy et al. \(2023\)](#) comparan subsidios a la inversión y subsidios a la producción bajo el supuesto de que el objetivo es alcanzar un cierto nivel de producción a partir de fuentes renovables, y concluyen que los subsidios a la producción conducen al objetivo a un costo menor. La comparación es ambigua a nivel teórico, por lo que estos resultados pueden depender de características particulares de los subsidios a las plantas eólicas en Estados Unidos. Por otra parte, el hecho de que en el caso de Estados Unidos los subsidios a la inversión parecen tener deficiencias en su diseño puede servir de advertencia sobre los desafíos que conlleva esa alternativa. Por ejemplo, los subsidios a la inversión pueden resultar en la construcción de plantas en ubicaciones de bajo costo pero que no necesariamente son las que benefician al sistema, como podrían ser plantas ubicadas en áreas de bajo potencial o sin suficiente capacidad de transmisión para transportar la energía generada a los centros de demanda. Este último también puede ser un problema con los subsidios a la generación. En Estados Unidos, por ejemplo, el potencial eólico está en áreas poco habitadas y mal conectadas por el sistema de transmisión a las zonas donde vive la población. Los subsidios a la generación incentivan la

⁷*Learning by doing* es una cualidad del proceso productivo que implica que los costos se reducen a medida que la producción aumenta porque las empresas aprenden a producir mejor. Esto genera una externalidad positiva porque las empresas no internalizan las reducciones en costos generadas por su producción.

⁸Este artículo es todavía un documento de trabajo. Es cierto que la escala de los *spillovers* no parece un argumento muy fuerte sobre la necesidad de subsidios.

construcción de plantas en estas zonas de alto potencial, como ha ocurrido, incluso si esa energía termina no siendo consumida (*curtailed*). En general, parece necesario diseñar estos subsidios de manera cuidadosa para atraer suficiente inversión donde se necesita.

Özdemir et al. (2020) comparan la efectividad de subsidios a la energía generada y subsidios a la inversión en renovables simulando un modelo para el mercado Europeo. Encuentran que si bien los subsidios a la generación son efectivos en el corto plazo, a largo plazo los subsidios a la inversión son preferibles.

Una alternativa (o complemento) a los subsidios directos a las plantas renovables son los mandatos a las distribuidoras de energía, ordenándoles tener un mínimo porcentaje de energía de fuentes renovables. Esto se ha hecho, por ejemplo, en la mayor parte de los estados de Estados Unidos, con variaciones con respecto a cuán exigente son estos mandatos en términos de la velocidad a la que se espera se adopten más tecnologías renovables. La efectividad de estas políticas todavía está en discusión. Greenstone and Nath (2020) evalúan el programa en Estados Unidos y encuentran que estos programas aumentan significativamente los precios. Por ejemplo, de acuerdo a la estimación de este artículo, siete años después de su implementación los precios aumentaron un 11 %, y 12 años después, un 17 %. Estos programas implicaron una reducción en las emisiones de entre un 10 % y 25 % siete años después de implementar el programa, lo que se traduce en un costo de disminuir una tonelada cúbica de CO₂ de entre US\$60 y US\$300. Este costo está en el rango de lo que se estima es el costo de las emisiones en Estados Unidos (Rode et al., 2021), el que no incluye las futuras reducciones de costos gracias a *learning by doing*. Por otra parte, Feldman and Levinson (2023) estiman que los programas de RPS⁹ han contribuido poco al aumento de la generación renovable en Estados Unidos, estimando que a lo sumo un 11 % de la inversión se debe a ellos.

Las subastas de capacidad y los subsidios a la inversión son mecanismos que complementan un mercado mayorista de energía. En mercados regulados en que este mercado no existe, las compañías eléctricas generalmente recuperan la inversión imponiendo cargos adicionales a los usuarios finales. Sin embargo, en casos en que la inversión es limitada debido a techos sobre las tarifas, por ejemplo, es posible usar subastas para aumentar la inversión en capacidad general o en tecnologías específicas. Véase Tolmasquim et al. (2021), por ejemplo, sobre el caso de Brasil.

2.4 | Transmisión

En muchos países, los lugares con mayor potencial para generar energía eólica y solar se encuentran lejos de los centros de población, donde está la demanda. Como las líneas de transmisión generalmente fueron construidas hace varias décadas, es común que la capacidad existente sea insuficiente para transportar toda la energía renovable, especialmente durante horas de alta demanda de energía, que es cuando la capacidad de transmisión se puede hacer insuficiente. Cuando esto ocurre, la generación renovable es restringida (*curtailed*) frecuentemente, es decir, si no hay suficiente capacidad para transportar toda la energía renovable incluso cuando sería eficiente desde el punto de vista de los costos. Otro signo de transmisión insuficiente es observar precios negativos frecuentemente, lo que ocurre cuando hay más generación que capacidad de transmisión para utilizar esa electricidad. A su vez, esto reduce los beneficios de la capacidad renovable instalada y disminuye los incentivos para invertir en capacidad adicional.

Este problema es particularmente agudo en países grandes como Estados Unidos y Australia, donde el costo de construir suficiente capacidad de transmisión para transportar

⁹Renewable Portfolio Standard. Estos son programas que requieren que un cierto porcentaje de la electricidad que vende cada distribuidora provenga de fuentes renovables.

la energía de fuentes renovables a los centros de consumo se estima muy alto. En Estados Unidos, por ejemplo, la mayor parte de la población vive cerca de las costas, pero los recursos eólicos se encuentran principalmente en los grandes planos, en la parte central del país. Las plantas se han ubicado mayoritariamente en lugares con alto potencial eólico. Por ejemplo, en el 2022 los 10 estados con mayor generación eólica produjeron el 75 % de la energía de esta fuente, pero solo el 32 % de la población vive en ellos (Davis et al., 2023). En este caso particular esto resulta natural dado que los subsidios existentes remuneran la generación eléctrica, independiente de la ubicación de la planta y el costo de transportarla.

Aumentar la capacidad de transmisión implica un alto costo y, además, requiere coordinación entre las partes que compartirán la red de transmisión. Por esta razón, generalmente se requiere intervención del gobierno o alguna otra entidad de control central, ya sea encargándose por completo o planeando el sistema y creando incentivos para la inversión privada. Davis et al. (2023) presentan una serie de desafíos para la expansión de la capacidad de transmisión necesaria para acomodar suficientes renovables para descarbonizar el sistema eléctrico de Estados Unidos. Primero, integrar los mercados significa que los precios bajarán en áreas de precios altos y subirán en áreas de precios bajos, por lo que algunos participantes se verán beneficiados y otros perjudicados. Esto pasará tanto en el caso de un mercado mayorista de energía como en un sistema regulado, pero no si una única entidad (normalmente el estado) está a cargo de todo el país.¹⁰ Segundo, no es claro como distribuir los costos del proyecto cuando el financiamiento es privado. Puesto que la electricidad fluye a través de las redes de acuerdo a las leyes físicas y no es posible establecer el trayecto tal como se hace con el gas natural u otros productos, cambios a la red de transmisión afectan el sistema completo y por eso la distribución de los costos no es obvia. Aquí vale tener en cuenta que el costo de construir nuevas líneas de transmisión es muy alto, y no ha disminuido porque la tecnología detrás de ellas no ha cambiado, por lo que estos son proyectos de gran envergadura cuyo financiamiento se vuelve aún más complicado por la dificultad para repartir los costos entre las partes. El tercer desafío surge de la dificultad de conseguir el espacio para construir la línea de transmisión, ya que hay gran oposición a tenerlas cerca porque disminuyen el valor a la propiedad, entre otras razones.

Davis et al. (2023) proponen algunas medidas que pueden facilitar nueva inversión en transmisión. Si bien su análisis se centra en el caso de Estados Unidos, algunos de los desafíos que enfrenta este país son compartidos por países latinoamericanos. La primera recomendación es concentrar a nivel estatal la autoridad para autorizar la construcción de construcción y la ubicación de las líneas, lo que se puede entender como remover las barreras burocráticas y limitar el número de agencias gubernamentales involucradas. En muchos casos, es más fácil aumentar la capacidad de líneas existentes que construir nuevas, y esto ya puede mejorar la eficiencia del sistema. La segunda recomendación es aumentar la capacidad de almacenamiento, lo que muy probablemente requiera una disminución significativa de los costos, que actualmente son todavía muy altos. Por último, Davis et al. (2023) argumentan que cuando los precios que enfrentan los consumidores finales son dinámicos, la necesidad de transmisión en horas de alta demanda disminuye. Dependiendo de la elasticidad de la demanda y las necesidades de transmisión de cada mercado, esto puede reemplazar nueva capacidad.

Un caso interesante que ilustra la importancia de contar con suficiente transmisión para la integración de tecnologías renovables lo presenta el mercado chileno, el cual hasta el 2017 estaba separado en dos sistemas sin conexión entre ellos. Los recursos renovables (energía

¹⁰La integración también puede aumentar los incentivos para la inversión. Por ejemplo, Gonzales et al. (forthcoming) muestran que en Chile la integración de los dos mercados previamente separados llevó a convergencia del precio y a un nivel de inversión en renovables que no se habría producido si no fuera por la construcción de la línea de transmisión que conectó las dos partes.

solar principalmente) se encuentran en el norte del país, mientras que la mayor parte de la población se encuentra en el centro y sur. [Gonzales et al. \(forthcoming\)](#) estudian las consecuencias de la construcción de una línea de transmisión el 2017, a manos del gobierno. Primero, encuentran que la integración de los mercados resultó en convergencia de precios (más altos para los renovables, más bajos para los consumidores). Segundo, de acuerdo a lo esperado, aumentó la eficiencia gracias a las ganancias del comercio; las plantas renovables, que tienen menores costos, aumentaron su producción, reemplazando plantas de costos más altos, lo que resultó en una reducción del costo promedio de producción del 8%.¹¹ Finalmente, la inversión en plantas renovables aumentó desde el anuncio de la construcción de mayor transmisión, siendo la nueva inversión el mecanismo más importante a través del cual la nueva línea aumentó la generación renovable. De acuerdo a su estimación, la generación solar aumentó un 10% a causa de la nueva línea si no se tiene en cuenta el efecto sobre la inversión, y un 180% cuando se incluye el efecto en la inversión. En este caso, los autores estiman que la inversión en la línea se recupera en 7 años con una tasa de descuento del 5.8%.

La inversión en transmisión no solo aumenta la eficiencia a través de las ganancias del comercio y mejores incentivos a la inversión, sino que también reduce el poder de mercado de los participantes en el mercado ([Ryan, 2021a](#)). Esto ocurre porque cuando la red está congestionada (no es posible satisfacer la demanda con los generadores de menor costo porque algunas líneas han alcanzado su capacidad máxima de transporte de energía), efectivamente se segmenta el mercado y restringe el número de competidores en cada uno de ellos. [Ryan \(2021a\)](#) estudia el mercado de India, donde la demanda supera a la capacidad de generación, la cual a su vez es subutilizada a causa de la ineficiencia del mercado. Si bien en los países de Latinoamérica la demanda no está creciendo de la misma manera que en India pues la mayor parte de la población ya tiene acceso a electricidad, sí se espera un aumento fuerte de la demanda a causa de la electrificación de la calefacción y el transporte, lo que hará necesario un aumento de la capacidad tanto de generación como de transmisión.

Los desafíos relacionados con la inversión en transmisión estarán presentes independientemente de si el mercado abarca principalmente transacciones en el mercado *spot* o a través de contratos de largo plazo. En el caso de empresas integradas verticalmente o públicas, la coordinación entre las partes es más fácil y está claro quién está a cargo de la inversión, por lo que la dificultad puede ser menor.

2.5 | Riesgo

Las características de las plantas generadoras hacen que la inversión en estos activos este sujeta a un alto riesgo contractual, particularmente en países en desarrollo donde el cumplimiento de contratos puede ser más débil que en países desarrollados. Como describe [Ryan \(2021b\)](#), una vez que la planta está construida, pierde su poder de negociación sobre los precios porque es un activo específico y generalmente hay pocos compradores (o solo uno si hay una distribuidora estatal o regulada). En el caso de los renovables, este problema se puede agudizar porque el progreso tecnológico hace que el costo disminuya a lo largo del tiempo, haciendo más barato comprarle a las plantas nuevas que cumplir el contrato con las que se construyeron antes. En la práctica, se ha observado muchos contratos con renovables que han fracasado en distintos lugares del mundo a causa de este riesgo ([Ryan, 2021b](#)). Si no es posible incorporar este riesgo a los términos contractuales, la inversión será menor o los precios acordados antes de invertir serán más altos que en ausencia de este riesgo.

¹¹ Este valor estimado toma en cuenta que la construcción de la planta atrajo nueva inversión. Sin tomar eso en cuenta, [Gonzales et al. \(forthcoming\)](#) estiman que la generación solar aumentó 4%.

Ryan (2021b) estudia las consecuencias del riesgo contractual en las subastas de energía solar en el mercado de India, país que ha elegido la energía solar como el principal camino para alcanzar sus metas de decarbonización. En estas subastas de adquisición, las empresas solares compiten por contratos de largo plazo (25 años) para proveer energía solar a la distribuidoras, las cuales son estatales y típicamente tienen dificultades para cumplir con sus obligaciones financieras. Para las generadoras solares, el riesgo contractual de estos contratos es alto, ya que las distribuidoras estatales tienen historias de bancarrota y renegociación de deuda. Sin embargo, algunas de estas subastas tienen al gobierno central como intermediario, lo que garantiza que se cumplirán los términos del contrato. Ryan (2021b) estima un modelo de subastas para comparar proyectos solares similares, pero con distinto riesgo contractual, dependiendo de si el contrato tiene o no el resguardo del gobierno central. Encuentra que en subastas de alto riesgo (sin el aval del gobierno central) el precio es un 10% más alto de lo que habría pagado el gobierno central, lo que equivale a mover una planta solar 2.4 desviaciones estándar más abajo en la escala de irradiancia solar (una planta menos eficiente).

El hecho de que la mayor parte de la inversión eléctrica se financie a través de contratos de largo plazo refleja el alto nivel de riesgo al que están expuestas las firmas al momento de decidir si entrar o no (Kwoka, 2008). Además de factores propios de la industria eléctrica como los altos costos de inversión y los largos horizontes de planeación, la transición energética significa una mayor incertidumbre sobre la regulación ambiental, los costos de las distintas tecnologías, y los incentivos gubernamentales que se les darán, entre otros.

3 | DESAFÍOS RELACIONADOS CON LA OPERACIÓN

La operación de mercados con alta penetración de renovables también presenta desafíos debido a la necesidad de generar incentivos para responder rápidamente cuando la generación desde fuentes renovables es baja. A continuación se discuten los más importantes entre ellos.

3.1 | "Duck" Curve

En mercados con una alta participación solar, las horas de alta demanda (temprano en la mañana y al atardecer cuando las personas vuelven a sus casas) coinciden con momentos de baja producción de energía solar. Por esta razón, la demanda neta de generación solar tiene forma de pato ("duck curve"), disminuyendo en las primeras horas de la mañana a medida que aumenta la generación solar y disminuye la demanda, y luego aumentando en la tarde cuando de nuevo aumenta la demanda y la generación solar cae. La Figura 1 ilustra esta curva para el caso del mercado de California, CAISO, cuando la generación solar recién comenzaba a volverse relevante. La curva muestra la evolución de la demanda neta de generación solar a lo largo del día.

Este patrón de la demanda neta significa que en las tardes las otras fuentes de energía tienen que ser capaces de aumentar la generación rápidamente para cubrir la demanda, lo que puede resultar en una alza de precios significativa si ese aumento viene de plantas fósiles que tienen que incurrir en costos altos para ajustar súbitamente la generación. Es necesario además contar con suficientes generadoras capaces técnicamente de aumentar la producción en el tiempo necesario. En un mercado descarbonizado, este rápido aumento no es necesariamente un problema tan grave si las fuentes complementarias son eólicas, baterías, u otra forma no fósil, y el sistema tiene capacidad suficiente. Pero al menos durante la transición, esto es una complicación adicional.

Figure 2: The duck curve shows steep ramping needs and overgeneration risk

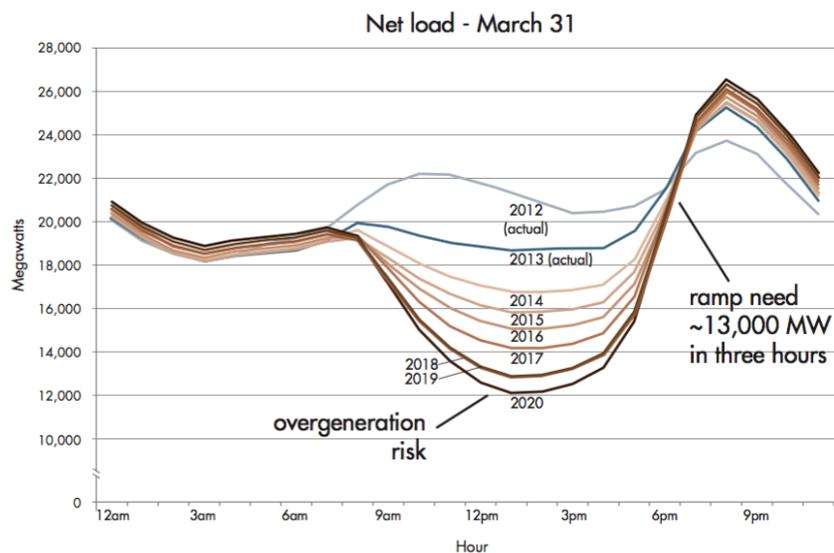


FIGURA 1 Duck curve en California . Source: CAISO.

Las implicancias de la *duck curve* no se limitan al aumento de los costos durante las horas

en que plantas fósiles tienen que aumentar súbitamente su generación. [Jha and Leslie \(2021\)](#) muestran que durante estas horas de baja o nula generación solar, las plantas fósiles ejercen poder de mercado y aumentan los precios. [Jha and Leslie \(2021\)](#) estudian este fenómeno en el mercado de la parte poniente de Australia, el mercado más grande de paneles solares de techo (*rooftop solar*) del mundo, donde la capacidad se duplicó entre el 2015 y el 2018. Los autores estiman un modelo dinámico de generación eléctrica, el cual sugiere que bajo condiciones competitivas las ganancias de las plantas fósiles habrían disminuido un 22 %, en vez de aumentar un 14 % entre el 2015 y el 2018 como efectivamente sucedió. Esto enfatiza la importancia de medidas de protección de la competencia en mercados eléctricos, presentando al menos un mecanismo que aumenta el poder de mercado al aumentar la participación de energía renovable.

Tal como discutimos, la pendiente pronunciada de la demanda que debe ser cubierta por fuentes no renovables es un problema durante la transición a un sistema decarbonizado. Una vez hecho el cambio, es plausible que las posibilidades técnicas de las baterías y otras fuentes renovables permitirán suplir la demanda sin necesariamente aumentar sustancialmente los costos o poner en riesgo la confiabilidad del sistema.

3.2 | Contratos e integración vertical

Es común que las empresas eléctricas firmen distintos tipos de contratos de largo plazo, ya sea para transar electricidad o combustibles. Estos contratos afectan tanto la exposición a distintos tipos de riesgo como el dinamismo con que el mercado puede responder a cambios en la regulación u otros factores relevantes. Aquí se discuten brevemente algunas de las implicancias de estos contratos.

Gran parte de la inversión en fuentes renovables se financia a través de contratos de largo plazo. Esto afecta los incentivos de las plantas operando en el mercado *spot*, puesto que no están expuestas a la variación de los precios en el mercado. Entendiendo los contratos de largo plazo como un arreglo intermedio entre la separación absoluta y la integración vertical, es plausible que estos contratos contribuyan a reducir el poder de mercado de las generadoras. [Mansur \(2007\)](#); [Bushnell et al. \(2008\)](#) muestran que la integración vertical contribuye a mitigar el poder de mercado de los generadores en mercados eléctricos descentralizados, ya que los generadores tienen menos incentivos para aumentar los precios cuando también son compradores en el mismo mercado. Esto sugiere que limitar la firma de contratos verticales o la integración vertical, como se hizo en California al momento de desregular, por ejemplo, puede aumentar el poder de mercado de las generadoras y así llevar a alzas de precios. Esta es una consideración importante en mercados eléctricos, donde la presencia de poder de mercado es prevalente ([Borenstein et al., 2002](#); [Borenstein, 2002](#)).

La reciente crisis energética en Europa ha expuesto una potencial vulnerabilidad de los mercados eléctricos descentralizados, especialmente donde los consumidores pagan precios mayoristas (*real-time pricing*). Como el precio de mercado se determina por las unidades marginales, cuando el costo de éstas aumenta, como ocurrió en Europa al subir el precio del gas natural como resultado de la guerra de Ucrania, el precio de la electricidad aumenta directamente, y con él las cuentas de los consumidores finales. [Batlle et al. \(2022\)](#) discuten este problema y las soluciones que se han propuesto o implementado en Europa, algunas de las cuales buscan cambiar el mercado por un sistema en el que el precio se determine en base al costo medio de la electricidad en vez del costo marginal. Si bien esto protegería al mercado de alzas bruscas de precios en respuesta a *shocks* de costos, se pierden las ventajas de eficiencia y coordinación que entregan los costos marginales como determinantes de los precios. [Batlle et al. \(2022\)](#) proponen subastas organizadas por los gobiernos donde se transen contratos de largo plazo que transfieran el riesgo desde los consumidores finales

a las entidades financieras que tomen el otro lado del contrato en la subasta. A medida que aumente la penetración de renovables, los precios se determinarán por las restantes unidades fósiles, ya que serán la unidad marginal. Esto hace que los precios de la electricidad se vean expuestos a los vaivenes del precio del gas natural, por lo que un mecanismo de protección del riesgo a través de contratos puede reducir la exposición de los consumidores finales.

Es posible que distribuidoras integradas verticalmente, ya sea privadas y reguladas o públicas, puedan coordinar mejor la inversión necesaria para tener suficiente generación que un mercado descentralizado, al menos bajo ciertas circunstancias. Por ejemplo, en Estados Unidos no se ha construido ninguna central nuclear en estados con mercados mayoristas descentralizados. La única central nuclear en construcción es un proyecto de la *Southern Company*, una empresa integrada verticalmente y regulada en el sureste del país. Especialmente en países con recursos renovables limitados donde la energía nuclear resulte más atractiva en el camino a la decarbonización, puede ser difícil atraer financiamiento privado para proyectos tan grandes como una central nuclear, por lo que puede ser necesario implementar incentivos adicionales o mecanismos que disminuyan el riesgo de inversión.

Muchos mercados eléctricos están estructurados de manera que la mayor parte de la energía se transa a través de contratos de largo plazo, con un mercado *spot* para equilibrar cambios de último minuto o incluso sin un mercado *spot*. Me parece que los contratos disminuyen la vulnerabilidad a las fluctuaciones de precios de corto plazo, por lo que es preferible tener un sistema combinado de contratos y mercados *spot* que uno sin contratos. Sin embargo, los contratos no necesariamente hacen desaparecer los desafíos de coordinación y planificación que surgen en un mercado con mayor participación de fuentes renovables. Por otra parte, el mercado *spot* puede jugar un rol importante para equilibrar el sistema en el corto plazo y asignar un precio adecuado a los distintos servicios prestados en el corto plazo (energía y servicios complementarios). Esto implica que un sistema combinado podría facilitar la transición. Lamentablemente habrá que esperar a que haya más estudios sobre la interacción entre contratos y mercados *spot*, hasta ahora limitados por la disponibilidad de datos.

3.3 | Servicios complementarios y organización del mercado mayorista

En un sistema eléctrico, los servicios complementarios son los que el operador necesita para operar el sistema de manera confiable, es decir, con niveles adecuados de frecuencia y voltage. También incluyen servicios necesarios para restaurar el sistema cuando ocurren eventos inesperados, como cuando una planta o una línea de transmisión dejan de operar, o los flujos hacia o desde sistemas vecinos cambian súbitamente. Algunos ejemplos son los siguientes:

- Fuentes de energía que pueden aumentar o reducir su generación en unos segundos.
- Fuentes, sincronizadas o no con la frecuencia del sistema, que pueden aumentar la generación en 10 minutos (alcanzando máxima capacidad o no).
- Fuentes que pueden aumentar la generación dentro de 5 minutos.
- Fuentes que pueden proveer potencia reactiva (*reactive power*) para contribuir al manejo del voltaje.
- Fuentes que pueden empezar a operar sin energía del sistema, lo que es necesario cuando hay que restaurar el sistema después de un apagón (*black start*).

Las plantas que producen energía pero tienen capacidad disponible pueden ofrecer este servicio, y actualmente lo hacen tanto fuentes fósiles como hidroeléctricas. También puede

proveer de consumidores capaces de restringir su demanda de acuerdo a las necesidades del sistema.

Con el aumento de la energía renovable en los sistemas eléctricos, aumentará la necesidad de fuentes flexibles que puedan prestar servicios complementarios. Por otra parte, las plantas que actualmente los prestan se reducirán, ya que se espera una reducción de las fuentes fósiles. Por esto, se hará necesario contar con nuevos recursos. Si bien las energías renovables pueden prestar algunos de estos servicios en algunos momentos, otras fuentes menos variables como baterías u otro tipo de almacenamiento serán probablemente importantes.

La integración de renovables cambia las necesidades de servicios complementarios de cada mercado dependiendo de la combinación de fuentes existentes. La intermitencia de las fuentes renovables no convencionales disminuye la estabilidad del sistema eléctrico cuando está organizado como un sistema con generación termoeléctrica. Es por esta razón que los requisitos en términos de capacidad disponible para generar a último minuto serán generalmente más altos, lo que requerirá más servicios complementarios y un sistema de compensación por estos que genere los incentivos correctos (Wolak, 2019, 2022). Para esto, muchos mercados eléctricos tienen un componente en el que se transan servicios complementarios, lo que permite definir el producto claramente y asignarle un precio de manera transparente. Si bien este mecanismo en general se considera preferible debido a su transparencia y capacidad de asignar precios eficientes, es importante que esté bien diseñado para evitar distorsiones, .

Wolak (2022) argumenta que el cálculo de la capacidad necesaria para satisfacer la demanda a todo evento (con una baja probabilidad de apagón) cambia sustancialmente cuando el mercado genera la electricidad principalmente con fuentes renovables, debido a su intermitencia. En el sistema tradicional en base a combustibles fósiles, el organizador del mercado se enfrenta a una demanda con máximos predecibles y sabe cuánto puede producir cada planta, por lo que el cálculo de las necesidades de capacidad es relativamente simple. En un mercado compuesto principalmente por renovables, la situación se complica porque tanto las plantas solares como las eólicas pueden dejar de producir en cualquier momento, por lo que no es claro cuánto de su capacidad estará disponible como generación en un momento determinado. Además, la electrificación del transporte aumenta la volatilidad de la demanda, aunque un sistema de precios con incentivos correctos puede disminuir este problema y mover las cargas a horas de baja demanda relativa a la generación.¹² Por estas razones, Wolak (2022) argumenta que no basta con calcular la capacidad total del sistema y compararla con la máxima demanda esperada, si no que es necesario implementar un sistema que tenga en cuenta la capacidad de generación efectiva. Para esto, será necesario pensar en la cartera de generación, ya que la disponibilidad de las plantas que usan la misma fuente generalmente están muy correlacionadas (si más hay viento, hay más viento en todas partes).

Un ejemplo que ilustra como esto puede ser problemático es lo que pasa en mercados en que la generación hidroeléctrica es importante. En ellos, la capacidad de la planta hidroeléctrica no es la variable más importante, porque cuánto pueda producir depende de cuánta agua haya caído y cómo se administre. Además, si hay un evento que disminuye la disponibilidad de energía de una planta (sequía), probablemente pase lo mismo con las otras. Estos mercados normalmente usan más que la capacidad para hacer planes de largo plazo. Por ejemplo, en Chile, un mercado con estas características, no es suficiente calcular la capacidad de las plantas para estimar la probabilidad de que se pueda cubrir el

¹²Una vez hecha la transición a un sistema decarbonizado, es probable que la demanda eléctrica por parte del sector de transporte sea relativamente estable y predecible. Aún así, se espera que la demanda se concentre en ocasiones relacionadas al transporte, lo que puede en algunas situaciones aumentar la volatilidad. Por ejemplo, si muchos viajan fuera de la ciudad aprovechando un fin de semana largo.

peak de demanda, es además necesario establecer cuánta estará disponible. Para lidiar, el coordinador traspasa el riesgo a las generadoras exigiendo que las distribuidoras y grandes consumidores firmen contratos de generación con las generadoras en un mercado de corto plazo. Esto ha permitido a Chile operar un mercado en que la demanda ha aumentado 7 % cada año, en promedio, y con una alta proporción de recursos renovables Wolak (2022).

Wolak (2019) enfatiza tener precios que efectivamente reflejen los costos de los productos transados es fundamental para hacer la transición a una economía decarbonizada de manera eficiente en términos de costos. Por ejemplo, un mercado *forward* o *day-ahead* que comprometa la generación un día anterior tanto para energía como para servicios complementarios, facilita la evaluación de la confiabilidad del sistema. Para esto el mercado del día anterior tiene que asignar un precio a las mismas restricciones de transmisión y operación que el mercado de tiempo real o *real-time*, pues esto evita crear oportunidades de arbitraje que puedan desestabilizar el sistema.

Un segundo aspecto importante es que los precios incluyan el costo de la transmisión, como lo hacen en los mercados nodales. Estos son mercados donde el precio refleja el costo marginal local, es decir el costo de producir 1 MWh de energía adicional y entregarlo en esa ubicación en particular, tomando en cuenta las condiciones de transmisión del momento. Los mercados europeos no son nodales, sino que en el mejor de los casos zonales, es decir, se determina un precio distinto para cada zona y el mercado completo se divide en unas pocas zonas, en contraste con los miles de nodos de un mercado zonal en Norteamérica. Wolak (2019) argumenta que este tipo de mercados se hará cada vez más ineficiente en cuanto a costos, ya que la solución a la que se llega sin considerar las restricciones de transmisión será frecuentemente inviable y requerirá ajustes, lo que dificulta obtener la solución de menor costo.

Wolak (2019) también sostiene que el precio de la distribución debe reflejar el costo de transmisión local para así evitar, por ejemplo, la inyección de energía solar de paneles residenciales en ubicaciones donde las condiciones de la red se deterioran con estas inyecciones. Si bien esto es atractivo desde el punto de vista teórico, cuesta imaginar la implementación directa en la práctica ya que posiblemente resultaría en tarifas regresivas si las condiciones de la red son peores en barrios de menores recursos.

3.4 | Generación distribuida

En muchos mercados se ha propuesto incentivar la inversión en generación distribuida (principalmente paneles solares en los techos) en vez de a gran escala, pues con esto es posible disminuir la necesidad de mayor capacidad de transmisión. Complementada con capacidad de almacenamiento, se ha postulado que la generación distribuida y en general mecanismos de *demand response* que permiten tener una demanda más elástica pueden contribuir a disminuir la volatilidad de la demanda que no alcanza a ser cubierta por fuentes renovables. Si bien el argumento parece razonable, hasta el momento la evidencia no lo justifica en términos de menores costos para el sistema.¹³

Borenstein (2022) argumenta que el costo de un panel de techo es de 15 – 20 centavos por kWh, mientras que un proyecto a gran escala tiene un costo de 3-4 centavos por kWh. A pesar de esta diferencia de precios, el 40 % de la capacidad solar de California está en techos, lo que se debe principalmente a una serie de programas de gobierno de acuerdo a Borenstein (2022), entre otros. Además de subsidios directos, las distribuidoras tienen “*feed-in tariffs*”, de acuerdo a las cuales los hogares son compensados por la energía que inyectan al sistema

¹³Puede tener otras ventajas, principalmente privadas. Por ejemplo, un hogar con paneles solares y una batería está protegido de potenciales apagones, al menos menos por el tiempo que la capacidad de la batería lo permita.

al mismo precio al que les cobran la energía que consumen. Esto es problemático porque estas tarifas incluyen costos fijos como el costo de distribución, además del costo variable de la electricidad, por lo que efectivamente actúan como un subsidio. En California y en todo Estados Unidos los costos de distribución se cobran de manera volumétrica, con un precio por kWh. Sin embargo, estos son costos fijos y no disminuyen al aumentar la producción solar doméstica por más que disminuya el consumo eléctrico a causa de la generación solar. Esto implica que las “*feed-in tariffs*” requieren que el mismo costo fijo total de distribución se distribuya entre un menor consumo (la demanda total menos lo que los hogares con paneles solares venden al sistema). A su vez, esto requiere aumentar las tarifas, creando incentivos para que más hogares compren paneles solares, o resulta en pérdidas para la distribuidora. Por esta razón, este fenómeno se conoce como “*utility’s death spiral*” y es la principal razón por la cual muchas distribuidoras ven este tipo de generación renovable con recelo.¹⁴

3.5 | Flexibilidad de la demanda

Algunos de los principales desafíos que enfrentamos al momento de hacer la transición a sistemas eléctricos libres de emisiones de carbono tienen su origen en la baja elasticidad de la demanda, lo que hace necesario tener suficiente generación para satisfacer la demanda en todas las horas del día o sufrir cortes de energía. Existen una serie de medidas que potencialmente pueden aumentar la flexibilidad de la demanda para reducir la necesidad de generación cuando la energía renovable es limitada. Uno de ellas es que las tarifas minoristas reflejen las variaciones del precio mayorista, o precios de tiempo real (*real-time pricing* o RTP).

Fabra et al. (2021) estiman la elasticidad precio de la demanda residual en España, donde en el 2015 una reforma hizo que la tarifa *default* fuera una con precios ajustándose en tiempo real de acuerdo a los precios mayoristas. Este estudio tiene la ventaja de estudiar la elasticidad de la demanda en un mercado donde la tarifa en tiempo real se implementó a gran escala y no como parte de un experimento al que solo algunos hogares están expuestos, como es el caso de los estudios anteriores. Usando la generación eólica como variación exógena en la oferta para instrumentar el precio, encuentran que la elasticidad precio es cero. Esto no necesariamente implica que no es posible lograr flexibilidad de demanda usando precios de tiempo real, si no simplemente que las condiciones no se dieron en España. Los autores creen que para que la demanda responda a los precios parece ser necesario hacer campañas para informar a la población sobre los precios, contar con tecnologías que reduzcan los costos de adquirir información y ajustar el consumo eléctrico, y/o mayor diferencias de precio entre horas de alta y baja demanda.

Fripp et al. (forthcoming) estudian los beneficios económicos de los precios de tiempo real en un mercado que solo tiene fuentes renovables, y lo comparan con uno que mantiene fuentes fósiles. Para esto, desarrollan un modelo de oferta y demanda eléctrica en el que se resuelve simultáneamente la operación de cada hora y las inversiones en nuevas plantas. Aplican este modelo a la isla de Oahu, en Hawai’i, cuyas características le dan cuatro ventajas particulares. Primero, al ser una isla la intermitencia de las fuentes renovables es un problema muy importante, puesto que no pueden importar de otros mercados en horas de baja producción. Segundo, Hawai’i produce electricidad usando petróleo, por lo que las tecnologías renovables son sustancialmente más baratas que la alternativa fósil. Esto lo hace un escenario comparable a lo que se espera que pase con otros mercados en el futuro a medida que los costos de los renovables disminuyen. Tercero, el tamaño del mercado lo hace suficientemente pequeño como para ser modelable, pero suficientemente grande como

¹⁴Véase Borenstein and Bushnell (2022) para una discusión sobre cómo las tarifas volumétricas se comparan a las externalidades generadas por la producción de electricidad en Estados Unidos.

para ser representativo de sistemas más grandes y complejos. Por último, Hawai'i es uno de los estados más ambiciosos en materia medioambiental, con una meta de cero emisiones netas en 2045, por lo que tiene una alta penetración renovable.

Fripp et al. (forthcoming) encuentran que los precios de tiempo real no tienen gran ventaja en sistemas de combustibles fósiles, donde solo permiten una reducción de gastos del 1.5 % a 2.5 %. En cambio, en un sistema 100 % renovable, los precios de tiempo real disminuyen los gastos entre un 8,7 % y un 19,4 %. Ambos escenarios usan los mismos supuestos: elasticidad precio de la demanda del 0,1 %, 50 % de la flota automotriz es eléctrica y ahorra al cargarse en horas de precios bajos. Si asumen una elasticidad de demanda de 2 %, lo que está por encima de los niveles observados pero podría ser posible en el futuro con más automatización, los beneficios de los precios de tiempo real se duplican para el caso del sistema fósil (4,9 %) y prácticamente se triplican (63 %) en el sistema 100 % renovable.

Fripp et al. (forthcoming) también encuentran que un sistema 100 % renovable es 30 % más barato que uno 100 % fósil cuando el modelo se aplica a Oahu, y solo 5 % más caro que el sistema simulado sin restricciones de combustible, el que resulta ser 90 % renovable. Este es el caso con tarifas residenciales constantes. Con precios de tiempo real las ventajas del sistema renovable son mayores, con el sistema 100 % renovable resultando 45 % más barato que el 100 % fósil y sólo 1.7 % más caro que el sin restricciones (95 % renovable). Estas ventajas aumentan aún más si la demanda es más elástica o hay una mayor proporción de vehículos eléctricos en la flota automotriz.

4 | CASOS

Esta sección discute brevemente el caso de algunos mercados con alta penetración renovable, y qué políticas se han implementado para facilitar la inversión en tecnologías renovables.

4.1 | Estados Unidos y ERCOT

En Estados Unidos, actualmente un poco más del 20 % de la generación proviene de fuentes renovables.¹⁵ Esto es el doble del 10 % de la generación que representaban las energías renovables en el 2010, y ese aumento ha sido impulsado por una serie de incentivos impulsados por el gobierno federal, los gobiernos locales de cada estado, y en algunos casos también iniciativas lideradas por las ciudades o los condados.

A nivel estatal, existen subsidios a la generación renovable (incluyendo principalmente energía eólica y solar, excluye nuclear) y subsidios a la inversión en plantas renovables. Además, los *Renewable Portfolio Standards* (RPS), implementados por la mayor parte de los estados, requieren que un porcentaje mínimo de la energía provista por la distribuidoras provenga de fuentes renovables. Los detalles varían a través de los estados, así como cuán estrictos son los estándares en relación a la capacidad renovable ya instalada, pero siguen un principio común.¹⁶ Greenstone and Nath (2020) estiman que estos estándares (RPS) han resultado en precios 7 % más altos y una reducción de las emisiones del 10-25 %. Palmer and Burtraw (2005) comparan los RPS con los subsidios en términos de costo y encuentran que los RPS son más efectivos, en cuanto a costo, tanto para aumentar la generación renovable como para reducir las emisiones. Sin embargo, un impuesto a las emisiones de carbono es más eficiente que ambos.

En términos regulatorios, Estados Unidos se divide en dos grupos. Por una parte están

¹⁵Véase EIA, "Today in Energy", 16 de Agosto, 2022.

¹⁶Véase Greenstone and Nath (2020) para más detalles sobre el programa.

los estados regulados, donde las distribuidoras son privadas, integradas verticalmente, y reguladas bajo tasa de retorno. Esto caracteriza principalmente a los estados del sur y del interior. Por otra parte, están los estados desregulados, donde las distribuidoras están separadas de la generación y se procuran electricidad comprando en un mercado mayorista organizado como una subasta centralizada a cargo de una organización que coordina el uso de la transmisión (RTO or *Regional Transmission Operator*). En general los estados desregulados son más liberales políticamente, por lo que han tomado más iniciativas para aumentar las energías renovables. New York, por ejemplo, tiene la ambiciosa meta de ser carbono neutral el 2040. Sin embargo, la penetración renovable en cada estado también está determinada por el potencial para distintas tecnologías, lo que hace difícil evaluar empíricamente si uno de los grupos cuenta con una ventaja en la transición hacia un sistema libre de emisiones. Además, muchos de los estados regulados participan de las RTO para coordinar la transmisión, lo que les da acceso a una mejor coordinación de la generación y así menores costos (Cicala, 2022).

Dentro de los estados desregulados, las condiciones varían pero tienen muchos elementos en común en la organización de las subastas. La mayor parte de las organizaciones de transmisión (RTOs) tiene un mercado de capacidad además del mercado de energía, el que incluye servicios complementarios. El único que no tiene mercado de capacidad es ERCOT (Electric Reliability Council of Texas), que cubre gran parte de Texas y no está sujeto a regulación a nivel federal porque no cruza límites entre estados. En ERCOT, el precio techo en el mercado de energía es de US\$9.000 US\$/MWh, 5-10 veces más que en los demás mercados.¹⁷ Esto hace que en momentos de alta demanda en que el sistema está cerca de su capacidad máxima, los precios pueden subir casi cuanto sea necesario para que el mercado se equilibre. La idea es que las generadoras que solo son necesarias durante estas horas de alta demanda recaudarán suficiente para cubrir sus costos de operación e inversión en estas horas de precios muy altos. Para que este sistema funcione, es necesario que la demanda responda a las alzas de precios. En Texas, gran parte de los consumidores comerciales e industriales paga tarifas dinámicas, pero los consumidores residenciales pagan mayoritariamente tarifas fijas. La evidencia para otros mercados sugiere que la respuesta de la demanda es limitada (Fabra et al., 2021), por lo que no es claro que la demanda pueda responder significativamente cuando los precios aumentan. En ERCOT, la capacidad renovable ha aumentado considerablemente en los últimos años, convirtiendo a Texas en uno de los estados con mayor generación renovable. Sin embargo, esto bien puede deberse a los subsidios federales y el gran potencial para energía eólica de la zona, no necesariamente a las ganancias esperadas en el mercado de energía. De hecho, en contraste con lo ocurrido con la energía renovable, la inversión en otros tipos de capacidad ha sido prácticamente nula, pese a que se estima que más plantas a gas natural son necesarias y podrían beneficiarse de los bajos precios del gas en el área.

En Febrero del 2021, un evento de frío extremo puso a prueba el mercado texano. Durante varios días las temperaturas llegaron a niveles bajo cero, lo que casi no se observa en esta zona y resultó en una demanda excepcionalmente alta, debido a que la calefacción es generalmente eléctrica, y también en fallas técnicas de los oleoductos de gas natural y las generadoras a gas natural. El resultado de la escasez fue que los precios mayoristas alcanzaron el techo y permanecieron ahí por días. Aún así, el sistema colapsó y hubo cortes de luz que duraron varios días en algunos sectores. Esto muestra las limitaciones del mercado de solo energía, sin capacidad, ya que la demanda en general es inelástica y no se reduce substancialmente pese a grandes aumentos del precio. El evento también siembra dudas sobre la efectividad del mecanismo. Pese a que aún no se ha establecido completamente qué elemento del diseño de mercado falló y qué fue exactamente lo que llevó

¹⁷El precio promedio está en el rango de 35-45 US\$/MWh.

al colapso del sistema, es posible que el mercado no tuviera suficiente capacidad para lidiar con un aumento de la demanda de esta magnitud combinado con muchas plantas quedando fuera de circulación por el frío. Además, los consumidores expuestos a la volatilidad de los precios mayoristas recibieron cuentas de luz que alcanzaban los US\$10.000.

4.2 | Chile

Chile tiene un sistema eléctrico privado con competencia en la generación. Hay un mercado mayorista centralizado en el que el orden con que las generadoras son despachadas para producir depende de sus costos marginales de generación, de manera que la demanda se satisface con las generadoras de menor costo. Las distribuidoras están separadas verticalmente de la generación, y son privadas y reguladas. Un 25 % de la capacidad es hidroeléctrica, lo que permite almacenar energía además de producir energía libre de emisiones, lo cual tiende a ser una ventaja en la transición a un sistema sin centrales termoeléctricas.¹⁸ Dentro de los combustibles fósiles, históricamente en Chile el más importante fue el carbón y ahora es el gas natural, puesto que Chile ha empezado a cerrar las plantas a carbón. Como Chile no tiene reservas significativas de petróleo ni de gas natural, y en cambio tiene alto potencial para producir energía a partir de fuentes renovables, la energía renovable es competitiva; esta ventaja de costos ha permitido un crecimiento rápido en generación renovable sin incentivos importantes por parte del gobierno.

Actualmente más del 60 % de la capacidad instalada en Chile corresponde a fuentes renovables (22 % hidro, 24 % solar, 13 % eólica) y menos del 40 % son termoeléctricas.¹⁹ La generación sigue un patrón similar, con las fuentes renovables alcanzando el 55 % de la generación el 2022. Esta alta proporción de fuentes renovables se debe al rápido aumento en la capacidad de fuentes renovables no convencionales, especialmente plantas de paneles fotovoltaicos, al tiempo que ha disminuido la energía generada en plantas a carbón, con la meta de eliminar esta fuente el 2040. La suma de la generación solar y eólica pasó del 0,5 % en 2011 a un 28 % en 2022, lo que ilustra la velocidad del cambio.

Este aumento se ha producido sin incentivos gubernamentales directos, como subsidios. Esto no implica que el gobierno no haya tenido un rol. Por ejemplo, [Gonzales et al. \(forthcoming\)](#) muestran que una buena parte del aumento en la inversión se debió a la construcción por parte del gobierno de una línea de transmisión conectando el norte y el centro del país, lo que permitió transportar la energía renovable a los centros de demanda y facilitó la convergencia de precios entre los dos segmentos del mercado. En Chile existen subsidios a la instalación de paneles solares a nivel de la distribución, pero no para plantas mayoristas. Si bien el mayor potencial solar se encuentra en el norte del país, la distancia que separa estas zonas de mayor potencial de los centros de población donde se encuentra la demanda podría justificar la construcción de paneles solares en los techos residenciales.

Tal como en otros países, se espera que la demanda energética aumente con la electrificación del transporte y la calefacción, así como con el crecimiento del país. Este aumento en la demanda requerirá un aumento de la capacidad de generación, por lo que para que el crecimiento de las energías renovables continúe será necesario que el gobierno invierta en la construcción de mayor capacidad de transmisión.

¹⁸Véase [Muñoz et al. \(2021\)](#) para una descripción de la organización del mercado y una discusión sobre sus limitaciones.

¹⁹Véase <https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>.

4.3 | India

India tiene un mercado mayorista centralizado organizado como una subasta, donde la transmisión y la distribución están a cargo de los gobiernos de cada estado. El mercado mayorista es zonal, es decir, los precios varían en las seis zonas cuando las líneas de transmisión están congestionadas, lo que ocurría el 46 % del tiempo el 2010 (Ryan, 2021a). Esto aumenta los precios y disminuye la competencia entre zonas (Ryan, 2021a), siendo una de las razones por las cuales las plantas generadoras se utilizan poco pese a que se estima que la demanda es al menos un 10 % mayor que la oferta.²⁰ Ryan (2021a) estima que la expandir la capacidad de transmisión aumentaría el beneficio social del mercado hasta en un 22 % debido a la reducción del poder de mercado y la convergencia de precios.

En un país grande y en desarrollo como India hay muchos desafíos que empiezan antes de la transición energética. Primero, 30 millones de personas, aproximadamente un cuarto de la población, no tenía acceso a electricidad el 2010 (Ryan, 2021a). Junto con aumentar la capacidad renovable, el gobierno necesita construir suficiente capacidad de generación, transmisión y distribución para servir a todos los habitantes del país. Entre los consumidores conectados, el gobierno estima que la demanda es al menos 10 % mayor que la oferta, y los apagones son frecuentes. Pese a esto, la tasa de utilización de los generadores es baja, entre otras razones porque no hay suficiente capacidad de transmisión.

Jha et al. (2022) identifican otra fuente de ineficiencia que contribuye a explicar la baja utilización de la capacidad existente. En India las generadoras firman contratos de largo plazo que comprometen la entrega física de cierta cantidad de energía, a diferencia de los contratos puramente financieros de los países desarrollados. Esto implica que si la distribuidora que contrata la energía decide por alguna razón no recibirla, la planta no puede vender esa electricidad a otro comprador. Como las tarifas minoristas están fijas a niveles bajos, las distribuidoras tienen dificultades financieras que las llevan a no satisfacer la demanda durante todas las horas. Además, los contratos fijan los precios de venta, lo que no crea incentivos para producir más en días de alta demanda. En Estados Unidos las generadoras frecuentemente firman contratos de largo plazo y muchas veces son a precios fijos,²¹ sin embargo estos contratos son financieros y los compradores rara vez renuncian a la compra.

India ha fijado metas de reducción de emisiones muy ambiciosas, especialmente para un país en desarrollo. Por ejemplo, en el 2015 India se propuso tener 100GW en capacidad solar y 11 GW en eólica el 2022, siendo que en ese momento India tenía sólo 5GW y Estados Unidos, como referencia, 11GW. El gobierno central apoya la inversión en renovables a través de subsidios y reducciones de impuestos, pero son los gobiernos locales quienes operan el mercado eléctrico a través de las distribuidoras eléctricas. Ryan (2021b) muestra que el apoyo que el gobierno central le ha dado a ciertos contratos para construir plantas solares ha sido más importante como impulso para aumentar la capacidad renovable que los modestos subsidios directos.

La principal energía renovable en India es la solar. La capacidad aumenta a través de subastas organizadas por los gobiernos estatales o por el gobierno central, con el gobierno central aumentando su participación en los últimos años. La inversión en energía solar ha aumentado debido a la rápida baja en los costos, los que disminuyeron casi 90 % entre el 2010 y el 2019, impulsando la inversión en plantas solares en todo el mundo. Esto ha permitido al gobierno indio procurar más capacidad, puesto que las empresas presentaron pujas exigiendo precios más bajos por las plantas. El gobierno notó que las pujas habían

²⁰Esto considera sólo a los consumidores conectados al sistema eléctrico como parte de la demanda. El 2010, 30 millones de personas, aproximadamente un cuarto de la población de India, no tenía acceso a electricidad.

²¹In 2015, at least 80 % of the electricity purchased by utilities was bought through bilateral contracts, for example (MacKay and Mercadal, 2023).

bajado pero todavía había mucha dispersión de precios, a lo que respondió imponiendo precios máximos en la subastas, lo que a su vez redujo la cantidad. Ryan (2021b) muestra que los precios altos se debían al menos parcialmente al riesgo contractual que enfrentan las generadoras, por lo que los precios techo no tuvieron el efecto deseado de disminuir el ejercicio del poder de mercado. Reducir el riesgo a través de asignar el aval del gobierno central a los contratos provistos por los gobiernos centrales (frecuentemente quebrados), es mejor medida para reducir los precios sin disminuir la cantidad que se procura y así seguir impulsando la inversión en energía solar.

4.4 | España y el mercado ibérico

España tiene un mercado eléctrico mayorista organizado como una subasta donde generadores y distribuidoras transan energía. El precio de mercado y la generación de cada planta se determina en una serie de mercados secuenciales donde se ajusta la producción. Primero hay un mercado *day-ahead* donde se determina el plan de producción. Este mercado no considera las restricciones de la red de transmisión, por lo que lo sigue un mercado de congestión donde se hacen ajustes para que el equilibrio sea factible. Finalmente vienen una serie de mercados secuenciales en los que las empresas pueden ajustar sus planes de producción.

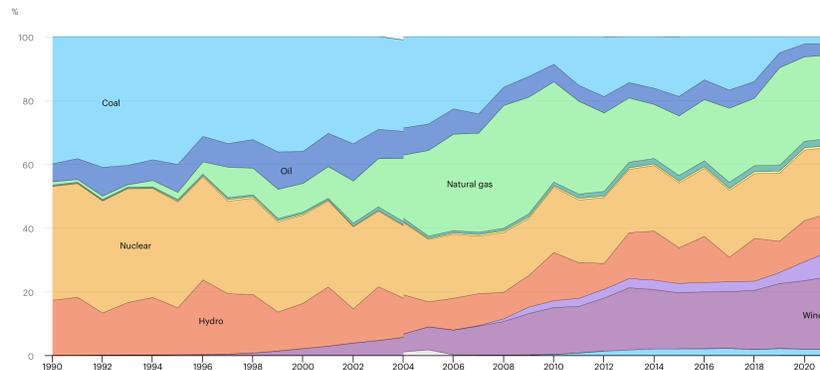


FIGURA 2 Evolución de generación eléctrica en España por fuente. *Source: IEA.*

España es el tercer país con mayor capacidad eólica en el mundo. Casi el 60 % de la capacidad en el mercado español es de plantas renovables, con un 25 % eólica, 17 % solar y 14 % hidráulica. En términos de generación, más del 40 % proviene de fuentes renovables, con un 10 % solar, 22 % eólica y 7 % hídrica.²² En la Figura 2 se muestra la evolución de la generación eléctrica española por fuente. Aquí se ve que si bien las fuentes fósiles todavía son importantes, el carbón prácticamente ha desaparecido, siendo desplazado por una combinación de renovables y gas natural.

Esta transición ha sido relativamente rápida, incluso alcanzando varias horas con 100 % de generación renovable en Mayo del 2023. Además de los incentivos para aumentar la generación renovable, el gobierno español tomó medidas para reducir la generación a partir de carbón. Además de cerrar las minas, implementando un programa para compensar a los mineros por la pérdida, anunció en 2018 el cierre de todas las centrales a carbón que no invirtieran en tecnología para reducir la contaminación. Entre las que decidieron hacerlo, sin embargo, buena parte ha cerrado debido a su falta de competitividad dados los bajos precios del gas (antes de la guerra) y los altos precios de las emisiones de carbono.

²²https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2023-03/Informe_Renovables_2022.pdf

El esquema de compensación para las plantas renovables ha cambiado a lo largo del tiempo²³, pero reciben un subsidio que puede ser o bien un premio por sobre el precio de mercado o un precio fijo independiente del precio de mercado. [Fabra et al. \(forthcoming\)](#) encuentran que el pago fijo disminuye los incentivos para ejercer poder de mercado, reduciendo los márgenes sobre precios entre un 2 % y un 4 %. Además de los incentivos locales, en España las empresas se benefician de los programas europeos. Por ejemplo, el mercado de *cap and trade* de carbono implica que los precios de la electricidad internalizan el costo de las emisiones de carbono, lo que le da una ventaja a las tecnologías limpias.

5 | CONCLUSIÓN

La decarbonización de la economía requiere que los sistemas eléctricos se conviertan a fuentes renovables. Hacer esta transición requerirá una alta inversión en generación y transmisión, así como un diseño del mercado y de los programas de gobierno que tome en cuenta la intermitencia y establezca incentivos apropiados para que la transición se haga a bajo costo.

REFERENCIAS

- Aldy, J. E., Gerarden, T. D. and Sweeney, R. L. (2023) Investment versus output subsidies: Implications of alternative incentives for wind energy. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, **10**, 981–1018.
- Battle, C., Schittekatte, T. and Knittel, C. R. (2022) Power price crisis in the eu: Unveiling current policy responses and proposing a balanced regulatory remedy. *MIT CEEPR Working Paper*.
- Borenstein, S. (2002) The trouble with electricity markets: understanding california's restructuring disaster. *Journal of economic perspectives*, **16**, 191–211.
- (2022) It's time for rooftop solar to compete with other renewables. *Nature Energy*, **7**, 298–298.
- Borenstein, S. and Bushnell, J. B. (2022) Do two electricity pricing wrongs make a right? cost recovery, externalities, and efficiency. *American Economic Journal: Economic Policy*, **14**, 80–110.
- Borenstein, S., Bushnell, J. B. and Wolak, F. A. (2002) Measuring market inefficiencies in california's restructured wholesale electricity market. *American Economic Review*, **92**, 1376–1405.
- Bushnell, J. B., Mansur, E. T. and Saravia, C. (2008) Vertical arrangements, market structure, and competition: An analysis of restructured us electricity markets. *American Economic Review*, **98**, 237–266.
- Cicala, S. (2022) Imperfect markets versus imperfect regulation in us electricity generation. *American Economic Review*, **112**, 409–441.
- Covert, T. R. and Sweeney, R. L. (2022) Winds of change: Estimating learning by doing without cost or input data. *Tech. rep.*, Working paper.
- Cramton, P., Ockenfels, A. and Stoft, S. (2013) Capacity market fundamentals. *Economics of Energy & Environmental Policy*, **2**, 27–46.
- Davis, L. W., Hausman, C. and Rose, N. L. (2023) Transmission impossible? prospects for decarbonizing the us grid. *Tech. rep.*, National Bureau of Economic Research.

²³Véase [Fabra et al. \(forthcoming\)](#).

- Del Río, P. and Kiefer, C. P. (2023) Academic research on renewable electricity auctions: Taking stock and looking forward. *Energy Policy*, **173**, 113305.
- Fabra, N. (2018) A primer on capacity mechanisms. *Energy Economics*, **75**, 323–335.
- (2021) The energy transition: An industrial economics perspective. *International Journal of Industrial Organization*, **79**, 102734.
- Fabra, N., Rapson, D., Reguant, M. and Wang, J. (2021) Estimating the elasticity to real-time pricing: evidence from the spanish electricity market. In *AEA Papers and Proceedings*, vol. 111, 425–429. American Economic Association 2014 Broadway, Suite 305, Nashville, TN 37203.
- Fabra, N. et al. (forthcoming) Market power and price exposure: learning from changes in renewable energy regulation. *American Economic Journal: Economic Policy*.
- Feldman, R. and Levinson, A. (2023) Renewable portfolio standards. *The Energy Journal*, **44**.
- Fripp, M., Roberts, M. J. et al. (forthcoming) Real-time pricing and the cost of clean power. *American Economic Journal: Economic Policy*.
- Gonzales, L. E., Ito, K. and Reguant, M. (forthcoming) The dynamic impact of market integration: Evidence from renewable energy expansion in chile. *Econometrica*.
- Greenstone, M. and Nath, I. (2020) Do renewable portfolio standards deliver cost-effective carbon abatement? *University of Chicago, Becker Friedman Institute for Economics Working Paper*.
- Jha, A. and Leslie, G. (2021) Start-up costs and market power: Lessons from the renewable energy transition. *Available at SSRN 3603627*.
- Jha, A., Preonas, L. and Burlig, F. (2022) Blackouts in the developing world: The role of wholesale electricity markets. *Tech. rep.*, National Bureau of Economic Research.
- Joskow, P. and Tirole, J. (2007) Reliability and competitive electricity markets. *The RAND Journal of Economics*, **38**, 60–84.
- Joskow, P. L. (2006) Competitive electricity markets and investment in new generating capacity. *AEI-Brookings Joint Center Working Paper*.
- (2008) Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design. *Utilities policy*, **16**, 159–170.
- Kwoka, J. (2008) Barriers to new competition in electricity generation. *Report to the American Public Power Association, Northeastern University*.
- MacKay, A. and Mercadal, I. (2023) Do markets reduce prices? evidence from the us electricity sector.
- Mansur, E. T. (2007) Upstream competition and vertical integration in electricity markets. *The Journal of Law and Economics*, **50**, 125–156.
- Muñoz, F. D., Suazo-Martínez, C., Pereira, E. and Moreno, R. (2021) Electricity market design for low-carbon and flexible systems: Room for improvement in chile. *Energy Policy*, **148**, 111997.
- Newbery, D. (2016) Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors. *Energy policy*, **94**, 401–410.
- Özdemir, Ö., Hobbs, B. F., van Hout, M. and Koutstaal, P. R. (2020) Capacity vs energy subsidies for promoting renewable investment: Benefits and costs for the eu power market. *Energy Policy*, **137**, 111166.
- Palmer, K. and Burtraw, D. (2005) Cost-effectiveness of renewable electricity policies. *Energy economics*, **27**, 873–894.

- Rode, A., Carleton, T., Delgado, M., Greenstone, M., Houser, T., Hsiang, S., Hultgren, A., Jina, A., Kopp, R. E., McCusker, K. E. et al. (2021) Estimating a social cost of carbon for global energy consumption. *Nature*, **598**, 308–314.
- Ryan, N. (2021a) The competitive effects of transmission infrastructure in the indian electricity market. *American Economic Journal: Microeconomics*, **13**, 202–242.
- (2021b) Holding up green energy. *Tech. rep.*, National Bureau of Economic Research.
- Teirilä, J. and Ritz, R. A. (2019) Strategic behaviour in a capacity market? the new irish electricity market design. *The Energy Journal*, **40**.
- Tolmasquim, M. T., de Barros Correia, T., Porto, N. A. and Kruger, W. (2021) Electricity market design and renewable energy auctions: The case of brazil. *Energy Policy*, **158**, 112558.
- Wolak, F. A. (2019) The role of efficient pricing in enabling a low-carbon electricity sector. *Economics of Energy & Environmental Policy*, **8**, 29–52.
- (2022) Long-term resource adequacy in wholesale electricity markets with significant intermittent renewables. *Environmental and Energy Policy and the Economy*, **3**, 155–220.