



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

# **Ajustes al mecanismo de cargo por confiabilidad del sector eléctrico colombiano**

## **Adjustments to the reliability charge mechanism in the Colombian electricity sector**

Lady Snedy Castrillon Charari

Trabajo Final presentado como requisito para obtener el título de:  
Magíster en Sistemas Energéticos

Director:

Carlos Jaime Franco Cardona, Ph.D.

Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín  
Facultad de Minas  
Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión  
Medellín, Colombia  
2024

## Resumen

En todo mercado de electricidad, es fundamental poder suministrar la energía demandada por las personas y empresas, a cualquier hora y en cualquier período del año. Sin embargo, en países como Colombia cuya matriz energética está fuertemente ligada a la generación de energía hidroeléctrica hay condiciones externas como los regímenes hidrológicos que se vuelven determinantes para la generación de energía. Por tanto, surgen mecanismos como el cargo por confiabilidad, que busca garantizar la disponibilidad energética en épocas críticas al contratar obligaciones de energía firme con los generadores. A pesar de esto, en épocas climáticas críticas, el país ha estado a punto de racionar debido a que el cargo por confiabilidad no ha funcionado como se esperaba, y se han tenido que implementar otros mecanismos para asegurar atención de la demanda. Por esto, esta propuesta de trabajo final está enfocada en proponer ajustes al actual mecanismo de cargo por confiabilidad del sector eléctrico colombiano. Para lograr esto, se propone inicialmente hacer una revisión exploratoria para algunos países con relación a los mercados de capacidad, donde se recopile información más amplia acerca de su normativa, sus métodos, su funcionamiento y su financiamiento; con el fin de realizar un análisis cuantitativo y cualitativo de los datos; para entender su desarrollo y falencias, y así plantear finalmente cuáles son los ajustes necesarios para que el actual cargo por confiabilidad funcione de una manera más eficiente en el mercado eléctrico local.

## Palabras Clave

Cargo por confiabilidad, mercado de capacidad, sector eléctrico, matriz energética, suministro.

## Abstract

In any electricity market, it is essential to supply the energy demanded by people and companies at any time and at any time of the year. However, in countries such as Colombia, whose energy matrix is strongly linked to hydroelectric power generation, external conditions such as hydrological regimes become determinants for power generation. Therefore, mechanisms such as the reliability charge arise, which seeks to guarantee energy availability in critical times by contracting firm energy obligations with generators. Despite this, in critical climatic periods, the country has been on the verge of rationing because the reliability charge has not worked as expected, and other mechanisms have had to be implemented to ensure that demand is met. Therefore, this final work proposal is focused on proposing adjustments to the current reliability charge mechanism of the Colombian electricity sector. To achieve this, it is initially proposed to make an exploratory review of some countries with capacity markets, where more extensive information is collected about their regulations, methods, operation, and financing; to perform a quantitative and qualitative analysis of the data; to understand its development and its shortcomings, and thus finally propose what adjustments are necessary for the current reliability charge to work more efficiently in the local electricity market.

## Keywords

Reliability charge, capacity market, electricity sector, energy matrix, supply.

## Tabla de contenido

Resumen.....	2
Palabras Clave .....	2
Abstract .....	3
Keywords.....	3
Tabla de contenido.....	4
Introducción .....	9
1. Antecedentes .....	11
2. Marco Teórico .....	16
3. Revisión de literatura .....	19
3.1. Estrategia de búsqueda avanzada.....	19
3.2. Ecuaciones de búsqueda.....	19
3.3. Resultado de la búsqueda avanzada.....	20
3.4. Elección de literatura .....	20
3.5. Investigaciones seleccionadas.....	20
4. Objetivos y Metodología .....	26
4.1. Objetivos .....	26
Objetivo general.....	26
Objetivos específicos.....	26
4.2. Metodología.....	27
5. Caracterización de los mercados de capacidad existentes en algunos países seleccionados. ....	29
5.1. Estados Unidos.....	30
5.2. Francia.....	34
5.3. Australia .....	38
5.4. Reino Unido de Gran Bretaña .....	41
5.5. Síntesis comparativa entre países estudiados .....	44
6. Identificar las falencias del mercado de capacidad actual en el sector eléctrico colombiano. ....	52
7. Propuesta de ajustes al actual mecanismo de cargo por confiabilidad del sector eléctrico colombiano.....	59
7.1. Fórmula de cálculo del Precio de Escasez.....	59
7.2. El comportamiento de los aportes hídricos (alta sensibilidad de la capacidad de generación hidráulica).....	60
7.3. El incremento significativo del precio del dólar, que impacta de forma directa en los costos variables de la generación térmica .....	61
7.4. La limitada oferta de gas natural y los incumplimientos en los proyectos de expansión en la infraestructura de transporte de este recurso .....	62
7.5. El manejo inadecuado de los recursos del cargo .....	63
8. Conclusiones y Trabajo Futuro.....	64

8.1.	Conclusiones generales del trabajo final .....	64
8.2.	Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos .....	64
8.2.1.	Objetivo específico 1.....	64
8.2.2.	Objetivo específico 2.....	65
8.2.3.	Objetivo general .....	65
8.3.	Trabajo futuro .....	66
9.	Referencias.....	67

## Lista de Tablas

Tabla 1. Búsqueda especializada en Scopus.....	19
Tabla 2. Investigaciones seleccionadas con la base de datos especializada <b>Scopus</b> . ....	21
Tabla 3. Investigaciones seleccionadas con Google Scholar. ....	23
Tabla 4. Búsqueda de información países con mercado de capacidad.....	29
Tabla 5. Generación de electricidad de los países seleccionados.....	45
Tabla 6. Mercado eléctrico de los países seleccionados. ....	47
Tabla 7. Mercado de capacidad de los países seleccionados. ....	48
Tabla 8. Factores que impulsan el aumento de los precios de la capacidad. ....	50
Tabla 9. Falencias del Cargo por Confiabilidad en Colombia. ....	57

## Lista de Figuras

Figura 1. Paso a paso metodología trabajo de grado. Fuente: Elaboración propia.....	27
Figura 2. Matriz de generación eléctrica en Estados Unidos en 2022. ....	31
Figura 3. Matriz de generación por recurso PJM - 2022. Fuente: (PJM, 2023f). Elaboración propia. .....	32
Figura 4. Matriz de generación eléctrica en Francia en 2022. Fuente: (Statista, 2023c).....	35
Figura 5. Pasos para la certificación de capacidad en el mercado de capacidad francés.....	37
Figura 6. Matriz de generación eléctrica en Australia en 2022.....	39
Figura 7. Matriz de generación eléctrica en Reino Unido en 2022.....	42

## Lista de abreviaturas

Abreviatura	Término
XM	Operador del Sistema Interconectado y el administrador del Mercado de Energía Mayorista de Colombia.
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
SIN	Sistema Interconectado Nacional
MEM	Mercado de energía mayorista
OEF	Obligación de energía firme
kV	Kilovatio
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
RPM	Modelo de precios por confiabilidad
Net CONE	Costo del nuevo entrante
OTC	Mercado extrabursátil
CCL	Nivel de capacidad certificado
RTE	Red de transmisión de electricidad
CG	Garantías de capacidad
DY	Año de entrega
EPEX SPOT	Bolsa de energía europea
NEM	Mercado eléctrico nacional
WEM	Mercado eléctrico mayorista
SWIS	Sistema interconectado del sudoeste
ESS	Servicio esencial del sistema
AEMO	Operador del mercado eléctrico australiano
NAQ	Cantidad de acceso a la red



## Introducción

En todo mercado de electricidad, es fundamental poder suministrar la energía demandada por las personas y empresas, a cualquier hora y en cualquier período del año. Esta energía generada en los territorios depende de las fuentes primarias con las que se cuentan. En países como Colombia, la generación de energía está concentrada en dos fuentes: hidráulica y térmica; siendo la hidráulica la base de la matriz energética con aproximadamente el 64% de la generación. Esto significa que los factores climáticos son fundamentales para la producción de energía.

En efecto existen fenómenos climatológicos críticos como el fenómeno de El Niño, durante el cual hay una disminución sustancial en las precipitaciones en el territorio, lo que significa que la generación de energía mediante hidroeléctricas es más baja, ya que disminuyen las afluencias a los embalses. Y en este punto, la generación de energía mediante centrales térmicas se convierte en la base de la matriz energética. Todo esto significa que, existen períodos donde ciertos generadores producen más energía y otros no; pero aun así todos deben contar con la disponibilidad en su personal y en sus activos de generación para entregar energía en el momento que sean requeridos por el sistema.

Por tanto, surgen mecanismos como el cargo por confiabilidad, que garantizan la disponibilidad del recurso energético en épocas climatológicas críticas mediante la firma de contratos de entrega de energía firme. Mediante estos contratos los generadores obtienen un ingreso que pueda sustentar parcialmente los costos de inversión, operación y mantenimiento de sus activos de generación.

A pesar de esto, en épocas climáticas críticas, el país ha estado a punto de racionar debido a que el cargo por confiabilidad no ha sido suficiente, y se han tenido que implementar otros mecanismos para asegurar la atención de la demanda, como la entrega de beneficios a los usuarios por la disminución en el uso de electricidad y penalidades por el uso excesivo de esta.

Por esto, este Trabajo Final de Maestría está enfocado en proponer ajustes al actual mecanismo de cargo por confiabilidad del sector eléctrico colombiano; con el fin de que se pueda garantizar la disponibilidad de energía en épocas climáticas críticas, sin tener que pensar en racionamiento o buscando otras figuras que signifiquen mayor aporte económico, teniendo en cuenta que el cargo por confiabilidad en sí, ya representa un alto ingreso económico para los generadores.

En esta propuesta inicialmente se abordan los Antecedentes, haciendo una descripción del sistema eléctrico y el mercado de capacidad en Colombia y en algunos países del mundo, con el fin de visualizar y delimitar el problema. El siguiente capítulo corresponde al Marco Teórico, donde se busca aclarar los principales conceptos teóricos correspondientes a los mercados de capacidad, el sistema eléctrico y aspectos climatológicos clave para el entendimiento del documento. Posteriormente, se encuentra el capítulo de Revisión de literatura, donde se referencian trabajos nacionales e internacionales donde se ha estudiado el cargo por confiabilidad y los mercados de capacidad, para conocer cómo han sido abordados, cuáles son los principales problemas expuestos y qué soluciones se han implementado.

Con esto desarrollado, se exponen los objetivos a desarrollar en la actual propuesta de trabajo final. El objetivo principal está enfocado en proponer ajustes al actual mecanismo de cargo por confiabilidad del sector eléctrico colombiano. Para lograr esto, en el capítulo de la Metodología se presenta la estrategia para cumplir cada objetivo propuesto.

Con la metodología descrita en el capítulo 4.2, se realiza una búsqueda de países que cuentan con mercado de capacidad, con el fin de caracterizarlos y tomarlos como base, para posteriormente utilizar los aspectos clave que permitan nutrir el cargo por confiabilidad colombiano. En la caracterización de cada uno de los cuatro países seleccionados se aborda el mercado eléctrico en general y se va acotando hasta llegar a su mercado de capacidad, su fundamento, su estructura, etc. Posteriormente, en el capítulo 6, se abordan las falencias del cargo por confiabilidad en Colombia, con base en lo estructurado en los capítulos iniciales: antecedentes y la revisión de literatura, y nueva información propia del proceso investigativo. A partir de esto, se estructura uno de los capítulos más importantes, que son las propuestas para el ajuste del cargo por confiabilidad y del mercado eléctrico de Colombia.

Y finalmente, se encuentran las conclusiones del Trabajo Final, donde se realiza un análisis de los resultados alcanzados y se proponen algunas líneas de trabajos futuros que pueden ser abordados por otros investigadores.

## 1. Antecedentes

El sector eléctrico en Colombia desde sus inicios hasta la actualidad ha estado sujeto a reformas sustanciales, con el fin de adaptarse a las necesidades energéticas del territorio y así garantizar el suministro de energía a precios competitivos. El inicio del sector eléctrico se da a finales del siglo XIX, apalancado con las diversas inversiones del sector privado, quienes formaron las primeras empresas en la ciudad de Bogotá, con el fin de generar, distribuir y vender energía eléctrica. Sin embargo, el sector privado en su momento no realizó las inversiones necesarias para todo lo que requería el sector: ampliación, mejoramiento, etc., por lo cual el Estado asumió el control de las empresas. Sin embargo, el sector era muy débil, y lo acompañaron hechos como la recesión de la economía mundial, la volatilidad de los precios del petróleo, y la crisis de la deuda internacional; lo cual no daba un buen panorama en el suministro del sector (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2023b).

Con toda esta situación, validada en la constitución de 1886, su funcionamiento fue precario, ya que al estar sujeto a la gestión del estado, éste tuvo que endeudarse para poder soportar el funcionamiento, ampliación y distribución de la energía que era demandada, lo que hizo que el sector eléctrico no fuera sostenible y no pudiera entregar energía en fenómenos climatológicos extremos, como en el período de El Niño de 1991-1992 (Millán et al., 2022a).

Para el año 1992 bajaron los caudales de los principales ríos del país, debido a un evento de El Niño, por lo que en Colombia se da el gran apagón, que llevó a que se implementara un plan de emergencia que incluyó el racionamiento del servicio de energía eléctrica de manera progresiva, comenzando con el 3% de la demanda y llegando a un máximo del 26% entre el 13 y el 19 de abril de dicho año. Para apoyar esta gran contingencia, en el plan de emergencia se incluyó la puesta en operación de 2.138 MW adicionales de generación de las plantas de El Guavio, la interconexión con Venezuela, Buenaventura, la recuperación de unidades térmicas y un nuevo plan de desarrollo térmico de Ecopetrol (Hurtado, 2014). Esto fue el impulso necesario para que ya en 1994 se hiciera una transformación total al sector, permitiendo contar con una regulación independiente, con la entrada del sector privado e independizando las actividades inherentes al sector: generación, transmisión, distribución y comercialización (Millán et al., 2022a).

Todo lo anterior, enmarcado en la ley 143 de 1994, que establecía el régimen para la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en Colombia, donde en las actividades del sector ya podrían participar diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos; y el estado pasaba a tener como función regular la adecuada prestación del servicio energético (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

Sin embargo, después de la reforma de 1994 la gestión administrativa había empeorado y el aumento de la deuda era desproporcional, por lo cual el sector estaba colapsando de nuevo. Dos de las razones relevantes para este nuevo gran problema del sector eléctrico en Colombia fueron: primero, la exposición de las electrificadoras a altos precios, que estaban justificados en su momento en garantizar el suministro energético; y segundo, el interés de los generadores en tener

grandes ganancias (Ministerio de Minas y Energía, 1999). Teniendo en cuenta esta compleja situación financiera para los generadores, hacia el año 1996, la nueva entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, introduce en el mercado el Cargo por Capacidad, cuya finalidad era convertirse en un elemento financiero que les permitiera a los generadores reducir el riesgo de precio, mediante un pago por la capacidad de suministrar energía durante condiciones hidrológicas críticas (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1996).

Para determinar las condiciones hidrológicas críticas, hay que tener en cuenta que, la generación de energía en Colombia proviene en un 63,7% de recursos hídricos y 31,5% de recursos térmicos, como el gas, carbón, fueloil y combustóleo (Enel, 2023); esto ha significado que la generación está marcada fuertemente por las variaciones climatológicas del país. Colombia es un país montañoso donde hay distribución de la altitud desde el nivel del mar hasta los 5.775 metros de altura, y esta distribución se traduce en 4 zonas geográficas. Estas zonas, exceptuando la costa Atlántica, presentan un régimen frecuente de lluvia y son bañadas por gran cantidad de ríos (Bell, 2012); lo cual valida la gran participación de la generación hidroeléctrica del país.

Anclado a la topografía propia del país, está la ubicación de Colombia en la zona ecuatorial del planeta, que corresponde a una franja tropical adyacente al océano pacífico; donde se da la aparición de aguas superficiales cálidas y en otros tiempos de aguas superficiales más frías de lo normal, generándose el fenómeno de El Niño (período de calor) o el fenómeno de La Niña (período de lluvias) (Ideam, 2023). De acuerdo con esto, en épocas de lluvias, el recurso energético del país ha sido atendido en su mayoría por las plantas hidroeléctricas, y en épocas de sequía, las plantas térmicas ayudan a atender en mayor proporción la demanda energética del país. Estas serían las condiciones hidrológicas críticas en las cuales el cargo por capacidad surgía para remunerar la capacidad de generación de las plantas hidráulicas y térmicas para abastecer la demanda en períodos críticos; reduciendo el componente estacional de cada generadora y la volatilidad del precio durante la época de verano (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1996).

Sin embargo, la figura de cargo por capacidad más que convertirse en un alivio y obligación para los generadores, y en una garantía de energía en condiciones climatológicas críticas para la demanda del país, se convirtió en una entrada de dinero para los generadores sin compromisos firmes reales - no había una obligación concreta por parte de los generadores, aunque si había unos mínimos operativos - lo que hizo inviable el cargo por capacidad en el sistema eléctrico, llevando a la transición hacia el cargo por confiabilidad en 2006 (Arango et al., 2011).

Es entonces en el año 2006 cuando la CREG mediante la Resolución 071 de 2006, resuelve adoptar la metodología del Cargo por Confiabilidad en el mercado mayorista de energía, con la finalidad de que los generadores cuenten con una remuneración o subsidio que les permita tener todos sus activos disponibles para garantizar el suministro energético como respaldo bajo condiciones críticas (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2007).

Este nuevo cargo, implementaba un esquema que traía varios ajustes importantes. El primer ajuste era el de reciprocidad, donde el generador se comprometía a tener disponibilidad del recurso en épocas climáticas críticas, recibiendo por esto una remuneración a un precio (precio de escasez) que era y es definido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG; y de no responder al suministro, se incurría en una sanción económica. Seguidamente, esta remuneración

se entrega a las plantas que, en subasta, se comprometen a entregar una cantidad de energía firme; haciendo de esto un mercado de competencia. En tercer lugar, contar con este ingreso por un período de 10 años, se convierte en una base y garantía para que al mercado eléctrico ingresen más generadores (propende por la inversión) y que los generadores actuales puedan mantener y mejorar lo existente. Además, ofrece flexibilidad en la selección de combustible para la generación en la termoeléctricas, donde lo único que debe demostrar el generador es que cuenta con abastecimiento continuo del combustible. Y finalmente, se crean unos anillos de seguridad, que permiten que, en condiciones climáticas críticas, se cuenten con mecanismos alternos para evitar problema en el suministro energético, tales como: reducción voluntaria del consumo, activos de generación de último recurso y el mercado secundario de energía firme (CREG, 2006a).

Lo que significa que se pasa de un cargo que entregaba un recurso económico a los generadores solo por su capacidad de producción, a un cargo que remunera la disponibilidad del recurso en épocas climáticas críticas, y además se adquiere un compromiso de energía firme que no existía anteriormente, mediante la introducción de contratos a largo plazo, con el fin de garantizar la confiabilidad del recurso (cantidad de energía máxima a suministrar) a precios competitivos (remuneración kilovatio/h) (Arango et al., 2011).

Este nuevo esquema de cargo por confiabilidad se pondría a prueba hacia los años 2015-2016, donde Colombia registró uno de los más severos y largos fenómenos de El Niño registrado en el país; donde durante 17 meses se alcanzaron temperaturas de más de 40°C y una disminución del volumen de lluvias de hasta el 30%. Teniendo en cuenta que el principal activo energético en Colombia son las centrales hidroeléctricas, y con la ausencia de lluvias, los embalses presentaron disminuciones considerables en sus volúmenes útiles de operación, por lo cual las centrales termoeléctricas tuvieron que entrar en operación, lo que no debía significar un problema; ya que las termoeléctricas están diseñadas para suplir el exceso de la demanda energética en épocas de escasez, y por casi diez años habían recibido el cargo por confiabilidad. Sin embargo, había gran incertidumbre de un apagón en el país, la tarifa tuvo incrementos desde los 400 pesos hasta los 4.000 pesos, y como medida del gobierno del presidente Juan Manuel Santos, se estableció la campaña “Apagar, paga”, donde el incremento en el consumo de energía en los hogares sería penalizado con precios más altos (Contreras, 2016).

Al hecho del fenómeno de El Niño que vivía Colombia, se le sumó que, para febrero de 2016, se registró una explosión en la estación de empalmes de la hidroeléctrica de Guatapé, lo que generó un incendio y la dejó varias semanas sin poder operar (Ospina, 2019). Con el accidente de Guatapé, como lo expresa Luis Guillermo Vélez Álvarez, docente del Departamento de Economía de EAFIT en el artículo de (Cárdena, 2017) en la revista El Eafitense, “nos quedamos con un 30 por ciento menos de la energía embalsada, el 4 por ciento de la capacidad de instalada y aproximadamente 10 por ciento menos de la generación, pues afectó directamente las plantas de San Carlos y Playas, situadas aguas abajo”.

Y no siendo menos, para ese mismo período del 2016, se registró un daño en las turbinas de combustión de la termoeléctrica Termoflores ubicada en Barranquilla, la segunda planta térmica más importante del país, la cual dejó de generar 230 MW y cuya reparación tuvo un tiempo estimado de 4 semanas (El Herald, 2016).

A esto se le sumó una serie de factores que agudizaron la situación: la caída del precio de algunos derivados del petróleo que disminuyó el Precio de Escasez; además, tuvo lugar el cierre de la frontera con Venezuela lo que elevó los costos de transporte asociados; y la cantidad disponible de gas natural para la generación eléctrica era menor debido a la declinación de los campos de producción (Contraloría General de la República, 2016a).

Además, el informe de resultados de la Contraloría (Contraloría General de la República, 2016a), valida los diferentes factores que, desde el campo legal, aumentaron el riesgo latente de desabastecimiento de energía que hubo en su momento, y en los cuales se planteó tomar acción. Dado que se presentaron múltiples incumplimientos de las obligaciones legales que establece la regulación, por parte de los generadores; no teniendo la disponibilidad de los activos aun habiendo recibido el cargo por confiabilidad. Y sumado a esto, la no verificación y correspondientes auditorías por parte de los entes encargados, en este caso la Comisión Nacional de despacho en cabeza de XM. Y, por otro lado, la no imposición de las sanciones pertinentes al no cumplir con las obligaciones de energía firme adquiridas por los generadores, sustentadas en el cargo por confiabilidad, donde el ente encargado es la CREG.

Además, la contraloría en su informe realizó el análisis de cómo era el gasto del cargo por confiabilidad de diferentes empresas generadoras de energía. De acá, se concluyó que las empresas generadoras, ingresan el cargo por confiabilidad como un ingreso operacional, convirtiéndose en efectivo para financiar todas las actividades de operación e inversión; y no solo para las labores de mantenimiento e inversión en activos disponibles, que es la finalidad real del cargo por confiabilidad (Contraloría General de la República, 2016a).

Como lo menciona (Name, 2023) en la revista Portafolio: “La realidad del uso de los recursos recaudados bajo la figura del cargo por confiabilidad dista mucho del propósito para el que fue creado (garantizar la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica)”; destinándose a cubrir gastos ordinarios y no a ampliar la capacidad de generación; recibiendo sumas altas de dinero, sin responder efectivamente a los requerimientos del sistema.

Cabe anotar que, a pesar de la amenaza latente de racionamiento y de todos los eventos que acompañaron el fuerte fenómeno de El Niño, no hubo racionamiento de energía, y el país pudo resistir gracias a las medidas de contingencia que lideró el Gobierno Nacional (Cárdena, 2017).

Esto, sin duda alguna, ha demostrado que la confiabilidad del sistema eléctrico en Colombia es cuestionable, ya que a pesar de que hasta 2016 (por los últimos diez años) se habían pagado más de 18 billones de pesos por concepto de cargo por confiabilidad, solo se pudo garantizar el suministro de energía en el período de escasez, cuando se tomaron medidas complementarias de contingencia de ahorro y eficiencia energética con participación de la población (Dyner et al., 2018).

Luego de este último período crítico en la hidrología del país (2015-2016), inicia oficialmente el fenómeno de El Niño de nuevo en Colombia, como lo aseguró el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (Ideam) al periódico El Tiempo, donde aseguran que ya se cumplieron los criterios técnicos necesarios para la declaratoria oficial, siendo uno de ellos, la anomalía en la temperatura del Océano Pacífico. Y que sus mayores efectos se sentirán en mayo de 2024, pudiéndose considerar uno de los más fuertes históricamente (Chacón, 2023). Esto sin

duda, podrá mostrar qué tanto ha avanzado el cargo por confiabilidad o pondrá en vilo, de nuevo, la seguridad del suministro eléctrico en el país.

De acuerdo con todo lo expuesto, se concluye que el cargo por confiabilidad no ha cumplido con su objetivo a cabalidad en los momentos de baja hidrología o condiciones climáticas críticas; por lo tanto, es imprescindible conocer a profundidad qué es el cargo por confiabilidad, como fue concebido y cuáles son las falencias que presenta. Para esto, a continuación, se hace una agrupación inicial de los conceptos teóricos y científicos asociados al cargo por confiabilidad, que enmarcan la problemática descrita, y que serán útiles en la resolución del problema.

## 2. Marco Teórico

En Colombia, como en los demás países del mundo, existe un sistema donde la electricidad, como producto básico, se transa; este es el mercado eléctrico y, está conformado por diferentes agentes que producen, distribuyen y venden la energía a todos los usuarios del mercado. Son 4 los agentes que conforman este mercado. En primer lugar, están los generadores, que son los que producen la energía mediante centrales hidráulicas, térmicas, eólicas, solares, etc. En segundo lugar, están los transmisores, que son lo que se encargan de transportar la energía producida desde las centrales de generación hasta las subestaciones de transformación a través de redes de alta tensión. Seguidamente, están los distribuidores que son los encargados de llevar la energía hasta el consumidor final a través de redes que operan a tensiones inferiores a 220 kV. Y finalmente, están los comercializadores, que son los encargados de la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a usuarios finales (XM, 2023b).

En Colombia, la generación de energía está basada en la generación hidráulica y la generación térmica. La generación hidráulica tiene como principio de funcionamiento la transformación de la energía potencial de una caída de agua (aprovechamiento del movimiento de una masa de agua) en energía cinética. El agua que cae pasa por unas turbinas que se acoplan a un generador. Estas convierten la energía cinética en energía mecánica. Después de este proceso, el agua se devuelve al río en las condiciones en que se tomó, de modo que se puede volver a usar por otra central situada aguas abajo o para consumo (UPME, 2015).

Por su lado, la generación térmica también llamada termoeléctricas convencionales, utilizan combustibles fósiles (gas natural, carbón o fueloil) para generar energía eléctrica mediante un ciclo termodinámico de agua-vapor. En el proceso, el combustible se quema en una caldera y la energía térmica generada, se utiliza para calentar agua, que se transforma en vapor a una presión muy elevada. Después, ese vapor hace girar una gran turbina, convirtiendo la energía calorífica en energía mecánica que, posteriormente, se transforma en energía eléctrica en un alternador. La electricidad pasa por un transformador que aumenta su tensión y permite transportarla. El vapor que sale de la turbina se envía a un condensador para convertirlo en agua y devolverlo a la caldera para empezar un nuevo ciclo de producción de vapor (Fundación Endesa, 2023a).

Estos generadores tienen unas capacidades instaladas fijas para suministrar la energía necesaria y demandada por todos los agentes del mercado. Surgen entonces los mercados de capacidad, que son mecanismos de mercado que buscan lograr la adecuación de la oferta de generación eléctrica teniendo en cuenta el nivel de confiabilidad de suministro. Estos mercados basan su funcionamiento en procedimientos que se realizan teniendo en cuenta un nivel óptimo de capacidad fijado por la autoridad y creando un mercado donde la certificación de la capacidad y las obligaciones de los proveedores permitan llegar a este equilibrio óptimo (Oficina de Estudios Económicos, 2014).

En el caso de Colombia, el mercado de capacidad se conoció inicialmente como cargo por capacidad, el cual se concibió como un instrumento financiero para reducir el riesgo de precio a aquellos generadores que contribuyan a abastecer la demanda en condiciones de hidrología crítica (descenso en las precipitaciones). (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1996).



Hacia el año 2006, el cargo por capacidad migró al cargo por confiabilidad, que es un nuevo esquema para garantizar un ingreso mínimo para los generadores, y así asegurar la inversión requerida para la expansión de la capacidad de generación. Uno de los componentes esenciales del nuevo esquema es la existencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) (Millán et al., 2022a).

Estas obligaciones de energía firme corresponden al compromiso de los generadores de entregar una determinada cantidad de energía cuando el sistema lo requiera (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2023a). Para este propósito, se subastan entre los generadores las OEF que se requieren para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG (Precio de Escasez) (Millán et al., 2022a).

El precio de bolsa, en condiciones normales de operación, corresponde al mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado (generadores) que han sido programadas para generar en el despacho ideal y que no presentan inflexibilidad. Representa un precio único para el sistema interconectado en cada periodo horario (XM, 2023c).

Por su parte, el precio de escasez se puede definir como un precio techo de venta de energía, que corresponde al valor máximo que puede pagar la demanda del país por la energía. Este precio se calcula mensualmente de acuerdo con unos cálculos establecido en la regulación que define el esquema del cargo por confiabilidad. Por lo que, cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez, se genera una señal de que hay una situación crítica en el sistema (usualmente baja hidrología) y se activa esta norma para regular el precio al que se compra la energía (XM, 2023c).

Esa remuneración es liquidada y recaudada por el ASIC y pagada por los usuarios del sistema interconectado, a través de las tarifas que cobran los comercializadores (Millán et al., 2022a). El sistema interconectado nacional es la conexión e integración de todos los sistemas eléctricos regionales del país. El SIN está conformado por todas las líneas de transmisión de energía y subestaciones que hay en el país, medios a través de los cuales se transporta la energía desde las centrales de generación hasta los pueblos y ciudades en donde es consumida. Al estar integrada toda la cadena productiva de la energía en este sistema (generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores) se garantiza que todas las regiones del país reciban el servicio de energía las 24 horas del día, todo el año (Celsia Energía, 2021).

Las OEF del nuevo Cargo por Confiabilidad establecen un vínculo jurídico entre la demanda del MEM y los generadores, que permite, tanto a generadores como a usuarios del sistema, obtener los beneficios derivados de un mecanismo estable en el largo plazo y que da señales e incentivos para la inversión en nuevos recursos de generación, garantizando de esta forma el suministro de energía eléctrica necesario para el crecimiento del país (Millán et al., 2022a).

Estos conceptos son muy importantes para entender el cargo por confiabilidad y todo lo que está asociado a él, y así poder abordar otros estudios y la bibliografía disponible de manera correcta y eficiente. A continuación, se realiza una revisión de literatura con el fin analizar las contribuciones de otros investigadores sobre el cargo por confiabilidad, los principales conceptos abordados, los

desafíos propuestos y los posibles vacíos que haya, desde donde el actual Trabajo Final fundamenta y desarrolla sus objetivos.

### 3. Revisión de literatura

En este capítulo se realiza la revisión de literatura, para esto se siguió una metodología que consideró cinco pasos, los cuales se muestran a continuación:

#### 3.1. Estrategia de búsqueda avanzada

Para realizar la revisión de literatura, inicialmente se identifican los conceptos o palabras clave de la propuesta de tesis (simples o compuestas); las cuales enmarcan de manera específica los objetivos que se van a desarrollar. Estas palabras clave, se especifican tanto en inglés como en español, debido a que gran parte de la literatura especializada se encuentra en inglés.

En este punto, las palabras clave, tanto en inglés como en español, fueron:

***Cargo por confiabilidad, Colombia, mercado de capacidad, sector eléctrico.***

***Electrical capacity market, viability, ensure, energy supply, mechanism.***

Además, con el fin de contar con información actualizada, se realiza una filtración por año de publicación; buscándose principalmente, literatura de los últimos 12 años (literatura publicada desde 2012).

Y finalmente, se elige la base de datos especializada para realizar la búsqueda de información. Para esto, se escoge la base de datos especializada **Scopus**. Y como fuente secundaria de información, se escoge **Google Scholar**, ya que puede entregar información importante como monografías, tesis, etc., que pueden contribuir como recurso primario para tener un conocimiento base para el actual estudio.

#### 3.2. Ecuaciones de búsqueda

**Scopus.**

Tabla 1. Búsqueda especializada en Scopus.

Search within	Search document (Ecuación de búsqueda)
All fields	Cargo AND por AND confiabilidad AND en AND Colombia
All fields	Mercado AND de AND capacidad AND en AND el And sector AND eléctrico
All fields	Viability AND Capacity AND Market AND ensure AND energy AND supply

**Google Scholar**

Electric capacity markets

Capacity market mechanism.

Cargo por confiabilidad Colombia.

### 3.3. Resultado de la búsqueda avanzada

De las anteriores ecuaciones de búsqueda, y aplicando los filtros descritos en el ítem 1, se encuentran los siguientes resultados.

**Scopus.**

Cargo AND por AND confiabilidad AND en AND Colombia: **29 documentos.**

Mercado AND de AND capacidad AND en AND el AND sector AND eléctrico: **44 documentos.**

Viability AND Capacity AND Market AND ensure AND energy AND supply: **286 documentos.**

**Google Scholar.** Ya que la búsqueda en **Google Scholar** es menos especializada y genera todo tipo de documentación, se obtiene:

Cargo por confiabilidad en Colombia: **16.300 resultados.**

Mercado de capacidad en el sector eléctrico: **16.700 resultados.**

Viability capacity market ensure energy supply: **19.300 resultados.**

### 3.4. Elección de literatura

Para realizar la depuración de los artículos resultado de la búsqueda avanzada, se hace en primer lugar una revisión del título, con el fin de realizar una exclusión inicial de los artículos que se alejen de los objetivos de la presente propuesta de tesis.

Y como segundo método de exclusión, se hace la revisión del resumen de los artículos que pasaron el primer filtro de exclusión por título. Con estos dos filtros iniciales, se obtiene una primera revisión de literatura condensada.

### 3.5. Investigaciones seleccionadas

A continuación, en la Tabla 2 y la Tabla 3, se condensan los artículos seleccionados, con información relevante que permita tener un primer acercamiento a las contribuciones de otros investigadores en el estudio del cargo por confiabilidad/mercados de capacidad en Colombia y el mundo.

Tabla 2. Investigaciones seleccionadas con la base de datos especializada **Scopus**.

Artículo	País	Objetivo	Elementos evaluados	Metodología
(Dahiru et al., 2023) (Anuta et al., 2014)	Reino Unido	Analizar países con altos objetivos de energías renovables y con implementaciones significativas de almacenamiento de energía actuales o planificadas para determinar los problemas comunes que lo afectan y establecer dónde se han realizado o propuesto cambios en el mercado eléctrico y los marcos regulatorios	Mercado de electricidad Barreras Marcos regulatorios	Analítica: Identificar problemas o barreras principales del sistema eléctrico para el almacenamiento de energía y generar recomendaciones con respecto a esto.
(Duque et al., 2016)	Colombia	Describir el funcionamiento del cargo por confiabilidad en Colombia y analizar el comportamiento de algunas variables estructurales en el funcionamiento de este mercado.	Cargo por confiabilidad Precio spot	Descriptiva: Considerar variables tales como la cantidad ofertada en la industria, medida por el nivel de embalse, la cantidad demandada y por las condiciones climáticas, medido a través de El Niño y la Niña, para la explicación de la formación del precio spot.
(Olave et al., 2017)	Chile	Presentar un marco de optimización para ayudar en la evaluación del diseño estratégico de sistemas complejos de energía renovable.	Sistema eléctrico Viabilidad económica Energías renovables	Cuantitativo/Analítico: Desarrollo de modelo optimizado, estudio de caso.
(Zapata et al., 2018)	Colombia	Adoptar un modelo (simulación) para evaluar el efecto del	Mecanismo de capacidad	Cuantitativo/Analítico: Desarrollo de modelo, estudio de caso (en

Artículo	País	Objetivo	Elementos evaluados	Metodología
		mecanismo de capacidad en los mercados de electricidad con grandes componentes basados en energía hidroeléctrica, considerando escenarios extremos como largas temporadas secas, inundaciones, retrasos en el ingreso a las plantas y fallas en las plantas de respaldo.	Mercados eléctricos Seguridad del suministro	escenario con energías renovables).
(Khan et al., 2018)	Holanda	Presentar un modelo de mercado de electricidad híbrido novedoso para la transición a un sistema eléctrico bajo en carbono que utiliza la optimización para operaciones de mercado a corto plazo y simulación basada en agentes de decisiones a largo plazo.	Mercado de capacidad Respuesta a la demanda Almacenamiento de energía	Cuantitativo/Analítico: Desarrollo de modelo. Análisis de la necesidad de un mercado de capacidad de acuerdo con diferentes factores.
(Navarro, 2021)	Colombia	Estudiar la estabilidad del marco regulatorio en torno al mecanismo de incentivo de largo plazo para la generación de energía aplicado en Colombia, denominado Cargo por Confiabilidad.	Marco regulatorio Cargo por confiabilidad	Cuantitativa: Análisis del patrón de comportamiento del regulador, medido a través del número de actos administrativos emitidos para gestionar el riesgo advertido
(Moreno et al.,	Colombia	Reconstruir los balances de oferta y demanda de energía	Obligación de energía firme	Analítica: Detalle y análisis de impacto de 4 escenarios de asignación

Artículo	País	Objetivo	Elementos evaluados	Metodología
2021)		firme (con base en los documentos y resoluciones emitidos por la CREG), con el fin de realizar un análisis de riesgo en base a estos mismos escenarios.	Cargo por confiabilidad Riesgo	de energía firme, a partir de los balances de oferta y demanda presentados por la CREG.

Fuente: elaboración propia, haciendo uso de artículos en SCOPUS

Tabla 3. Investigaciones seleccionadas con Google Scholar.

Artículo	País	Objetivo	Elementos evaluados	Metodología
(Cramton & Ockenfels, 2012)	Alemania	Realizar un diseño de mercado específico que utilice las mejores características de diseño de varios enfoques de adecuación de recursos analizados en la literatura, con base en el cual se analiza la idoneidad del mercado de capacidad para Europa y Alemania en particular.	Mercado de capacidad Mercado eléctrico alemán Mercado eléctrico en Europa	Analítica: Identificar las mejores características y las más importantes para contar con un mercado de capacidad adecuado y eficiente.
(Garcés, 2013)	Colombia	Construir un modelo en dinámica de sistemas para analizar el funcionamiento del Cargo por Confiabilidad en el mercado de	Cargo por confiabilidad Mercado eléctrico colombiano Suministro de	Cuantitativo/Analítico: Desarrollo de modelo de simulación (dinámica de sistemas), estudio de caso.

		electricidad colombiano	energía	
(Villate, 2014)	Colombia	Plantear un modelo matemático para evaluar la seguridad del abastecimiento en Colombia basado en el mecanismo del cargo por confiabilidad creado por la resolución 071 del año 2006.	Seguridad del abastecimiento Cargo por confiabilidad Eventos de racionamiento Activación del mecanismo	Cuantitativo/Analítico: Desarrollo de modelo de regresión múltiple, estudio de caso.
(Ospina & Mosquera, 2016)	Colombia	Analizar algunos componentes estructurales, jurídicos y económicos del cargo por confiabilidad, que permitan plantear mejoras jurídicas en el esquema.	Cargo por confiabilidad Obligaciones de energía firme Confiabilidad del suministro	Analítica: Desarrollar algunos aspectos básicos del cargo por confiabilidad para entender la crítica situación en la seguridad de abastecimiento y plantear soluciones jurídicas que permitan atender la problemática expuesta.
(Bedoya et al., 2016)	Colombia	Describir los componentes comerciales del cargo por confiabilidad, para cono el funcionamiento del esquema y su impacto en el mercado eléctrico en Colombia	Cargo por confiabilidad Mercado de energía mayorista Condiciones de escasez	Descriptiva: Se exponen y describen los componentes más importantes del cargo por confiabilidad con las obligaciones de energía firma, remuneración, el costo equivalente real de energía y el precio de escasez, con el fin de entender el funcionamiento y los impactos del esquema.
(Zapata, 2017)	Colombia	Evaluar la seguridad del suministro de energía eléctrica en	Seguridad del suministro	Cuantitativo/Analítico: Desarrollo de modelo de simulación (dinámica de



		un mercado eléctrico con alta penetración de energías renovables.	eléctrico Energías renovables Mercados eléctricos	sistemas), estudio de caso (penetración de energías renovables).
--	--	---	---	--

Fuente: elaboración propia, haciendo uso de artículos en [GOOGLE SCHOLAR](#).

Los artículos descritos en las dos tablas, muestran diversos estudios que se han realizado tanto en Colombia como en otros países del mundo, con respecto al cargo por confiabilidad o mercados de capacidad, encaminados en el análisis de su funcionamiento y en su capacidad de asegurar la disponibilidad y suministro de energía en el sistema eléctrico de los países; buscando alternativas, optimizaciones u otros métodos que permitan disminuir los riesgos en el suministro y la disponibilidad del recurso.

Sin embargo, se hace fundamental no solo conocer si el mecanismo de capacidad funciona bien o mal, sino evaluar las posibles causas que están generando ese funcionamiento y que, directa o indirectamente, están afectando la seguridad del suministro. Esto se convierte en el punto de partida para proponer ciertos ajustes que puedan mejorar el funcionamiento del actual mecanismo de cargo por confiabilidad del sector eléctrico de Colombia.

A partir de lo expuesto anteriormente, se presentan los objetivos del trabajo final en el siguiente capítulo.

## 4. Objetivos y Metodología

### 4.1. Objetivos

#### Objetivo general

Proponer ajustes al actual mecanismo de cargo por confiabilidad del sector eléctrico colombiano.

#### Objetivos específicos

- Caracterizar los mercados de capacidad existentes en algunos países seleccionados.
- Identificar las falencias del mercado de capacidad actual en el sector eléctrico colombiano.

## 4.2. Metodología

Para alcanzar los objetivos del Trabajo Final, se planteó inicialmente hacer una revisión exploratoria, con el fin de realizar una indagación inicial de algunos países referente a sus mercados de capacidad, condiciones y expansión del mercado eléctrico, y así obtener información básica relevante. A partir de esto, el paso siguiente fue, identificar y seleccionar algunos países cuyos aspectos, problemas y/o evidencia fueran interesantes, que hubieran presentado transiciones importantes y hubieran sido estudiados recientemente. Seguidamente, con la visión general de los países encontrados en la revisión y posteriormente seleccionados, incluido Colombia, se hizo una revisión exhaustiva, donde se recopiló información más amplia de los mercados de capacidad de cada uno, su normativa, sus métodos, su funcionamiento y su financiamiento; con el fin de realizar un análisis cuantitativo y cualitativo de los datos.

Finalmente, para consolidar la información se hizo uso de tablas, gráficos, datos y comparaciones; que mostraran de manera ordenada la información recopilada sobre los mercados de capacidad en los países seleccionados y en Colombia, sus características, su funcionamiento, su financiamiento, sus mecanismos, su desarrollo y sus falencias; con lo que se planteó finalmente cuáles eran los ajustes necesarios para que el actual cargo por confiabilidad funcione de una manera más eficiente en el mercado eléctrico local.

Para esto, se realizó una búsqueda avanzada en bases de datos concernientes al área de ingeniería, electricidad y energía, con el fin de contar con información confiable, de alta calidad, con mayor especificidad y reciente. Para esto, se determinaron las palabras clave, se hizo uso de los operadores lógicos o booleanos, se hizo uso de filtros en ítems específicos como el período de publicación, el idioma y libertad de acceso. En la Figura 1 se sintetiza la metodología expuesta.

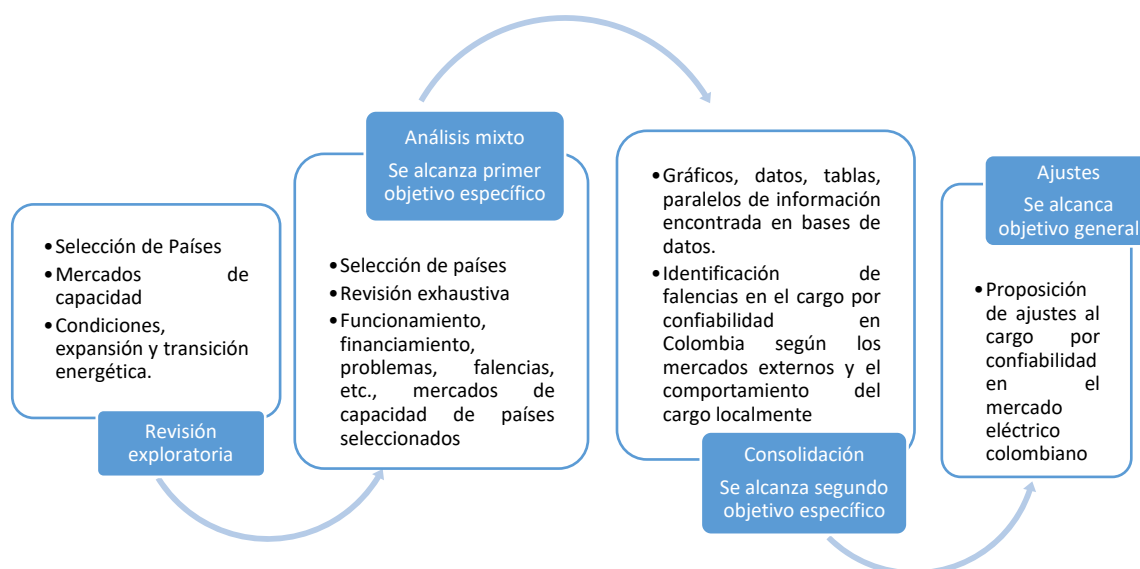


Figura 1. Paso a paso metodología trabajo de grado. Fuente: Elaboración propia.

Con la metodología clara, se desarrolló cada paso para el logro de cada objetivo planteado. Como se observa en la Figura 1, se da inicio con la elección de los países que serán objeto de estudio y la caracterización de los mercados de capacidad de cada uno, lo cual se expone de manera más específica en el siguiente capítulo.

## 5. Caracterización de los mercados de capacidad existentes en algunos países seleccionados.

Para la caracterización de los mercados de capacidad se utilizaron 4 criterios de inclusión, siendo el primer criterio el más general y la base de este trabajo, y seguidamente, los criterios que permitieron hacer un tamizaje más profundo. A continuación, se desglosan los criterios de inclusión:

- Países con mercados de capacidad en general.
- Disponibilidad de información.
- Reportes, artículos, informes, etc., cuyo período de publicación estuviera entre los años 2012 y 2024.
- Continentes diversificados.

De acuerdo con el primer criterio de inclusión y a la metodología ya descrita, se obtiene que algunos de los países a nivel mundial que cuentan con mecanismo de capacidad en sus mercados eléctricos son: el oeste de Australia, Gran Bretaña, Estados Unidos con PJM y Nueva Inglaterra (Consulting, 2020), Italia, Francia, Alemania, Bélgica, Polonia, Irlanda y Chipre (Simoglou & Biskas, 2023). Y Perú (Oficina de Estudios Económicos, 2014), como país con un mercado pequeño y similar al de Colombia.

Con los países especificados anteriormente, se realiza una primera búsqueda tanto en **Scopus** como en **Google Scholar**, con el fin de revisar la disponibilidad de información, y así realizar una depuración de estos países que permita delimitar aún más los países que serán objeto de estudio. Para esto, la estrategia de búsqueda contempló:

### 1. Ecuación de búsqueda:

Search within: Article title, Abstract, Keywords

Search documents: Electric Capacity Market + País

### 2. Período de búsqueda: 2012 – 2024.

En la Tabla 4, se puede visualizar el resultado de la búsqueda.

### 3. Open Access: Limited to All Open Access

### 4. Subject area: Limited to energy

Tabla 4. Búsqueda de información países con mercado de capacidad

PAÍS	Artículos Scopus	Artículos Google Scholar
	BÚSQUEDA: Capacity market + País / 2012 - 2024	
Estados Unidos	70	17.800
Alemania	60	64.300
Francia	18	55.500

PAÍS	Artículos Scopus	Artículos Google Scholar
	BÚSQUEDA: Capacity market + País / 2012 - 2024	
Gran Bretaña	13	17.800
Italia	14	43.300
Australia	31	47.100
Polonia	13	17.900
Bélgica	3	21.800
Perú	1	17.500
Irlanda	6	22.000
Chipre	1	17.300

Teniendo en cuenta el segundo y tercer criterio de inclusión, de acuerdo con la Tabla 4, los países que se siguen evaluando para su estudio corresponden a Polonia, Australia, Italia, Gran Bretaña, Francia, Alemania y Estados Unidos. Luego de este nuevo tamizaje, se aplica el último criterio de inclusión correspondiente a la diversificación de los continentes, que busca poder contar con información de diferentes lugares del mundo que permita tener un espectro mayor de cómo funciona el mercado de capacidad en países que tienen matrices energéticas diversas, economías diversas, etc.

De acuerdo con el último criterio de inclusión, los países que serán caracterizados en la presente propuesta son Estados Unidos con PJM, Gran Bretaña, Australia y Francia; es decir, un (1) país del continente americano, dos (2) países del continente europeo y un (1) país de Oceanía.

Estos países tienen en común con Colombia el que cuentan con un mecanismo de capacidad en su sistema eléctrico, aunque sus matrices energéticas sean diversas o pocos similares, lo cual permite enriquecer el análisis para determinar si esta podría ser una de las causas o falencias directas o indirectas de los problemas del cargo por confiabilidad.

### 5.1. Estados Unidos

Estados Unidos es un país que cuenta con una red amplia y compleja de plantas de generación, líneas de transmisión y distribución, que conforman el sistema eléctrico, además de los usuarios finales que, a 2022, fueron aproximadamente 330 millones de personas que consumen la electricidad generada (EPA, 2023b); (Grupo Banco Mundial, 2023).

En el sistema eléctrico estadounidense, la matriz de generación eléctrica es variada y evidencia la transición del uso de recursos no renovables como los combustibles fósiles a el uso cada vez mayor de recursos renovables y menos contaminantes. En la Figura 2, se observa la matriz de generación eléctrica de Estados Unidos, y el aporte (%) de cada recurso sobre la generación total.

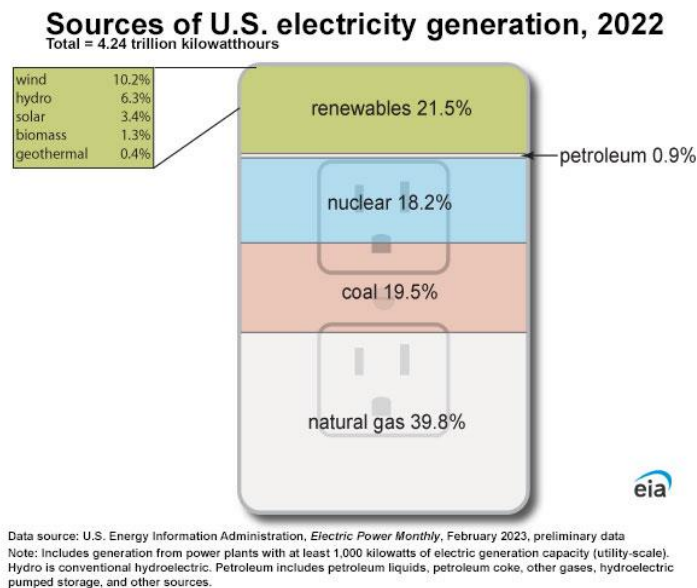


Figura 2. Matriz de generación eléctrica en Estados Unidos en 2022.

Fuente: (EIA, 2023).

Con esta variada matriz de generación de electricidad, Estados Unidos produjo para el año 2022 alrededor de 4.510 TWh, convirtiéndolo en el segundo país a nivel mundial en generación de energía (Enerdata, 2023a).

Con la alta generación y consumo de electricidad en Estados Unidos, el sistema eléctrico se ha liberalizado en la búsqueda de habilitar la participación de nuevos comercializadores con diferentes opciones de compra de energía a los clientes, contar con precios más bajos respecto a los ofrecidos por las empresas de servicios públicos tradicionales, incrementar la innovación para facilitar la transición hacia la energía renovable, los esquemas tarifarios diferenciales y los productos complementarios, y no menos importante, darle a los clientes la opción de escoger su proveedor de servicios de energía (Open, 2019).

En ese sentido, en Estados Unidos dependiendo de dónde viva una persona o donde se localice una industria, existen diferentes organizaciones encargadas de: (1) suministrar la electricidad demandada, (2) administrar los sistemas de generación y transmisión que entregan dicha electricidad (EPA, 2023a), las cuales tienen estructuras de mercado eléctrico variables.

Dentro del sistema eléctrico estadounidense, PJM (Pennsylvania-New Jersey Interconnection) se considera uno de los líderes del mercado, operando un mercado eléctrico mayorista competitivo, gestionando la red eléctrica de alto voltaje y garantizando la confiabilidad de sus servicios a más de 65 millones de consumidores (Consulting, 2020); (PJM, 2023g).

En términos generales, PJM Interconnection es una organización de transmisión regional (RTO) que coordina el movimiento de electricidad mayorista en todo o parte de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nueva Jersey, Carolina del Norte, Ohio, Pensilvania, Tennessee, Virginia, Virginia Occidental y el Distrito de Columbia (PJM, 2023g).

Actualmente, PJM coordina una capacidad de generación conjunta de más de 183.254 megavatios (MW) y opera mercados mayoristas de electricidad con aproximadamente 1.111 miembros (PJM, 2023b). Para la generación de dicha electricidad, PJM cuenta con diversos recursos, donde las plantas de generación que más aportan a la matriz energética son: las plantas de gas con alrededor del 40.08%, las plantas de generación nuclear con el 32.69%, y las plantas de carbón con un 20.16%. En la Figura 3, se puede observar la matriz de generación de PJM para 2022, donde se incluyen todos los recursos y su composición en la generación.

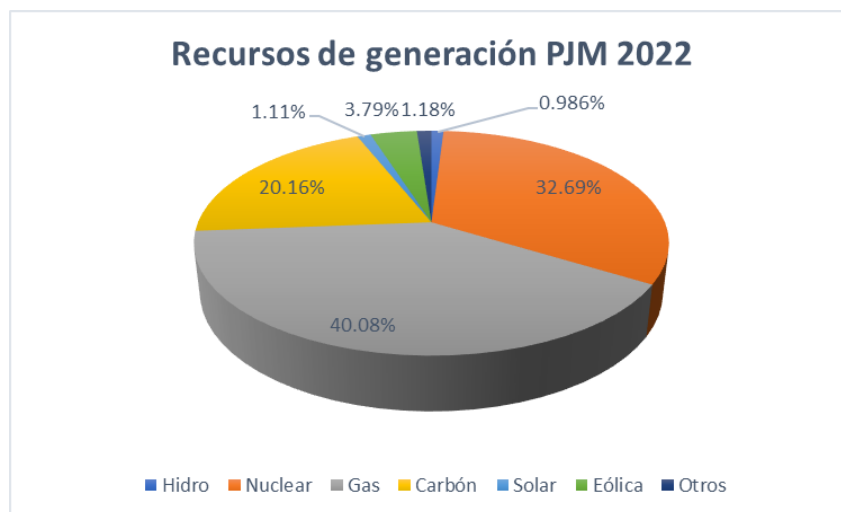


Figura 3. Matriz de generación por recurso PJM - 2022. Fuente: (PJM, 2023f). Elaboración propia.

Como se observa en la Figura 2 y la Figura 3, en la matriz de generación eléctrica de Estados Unidos y de PJM en específico, el gas natural es el recurso que mayor aporta en la producción de electricidad. Durante varias décadas, el carbón había sido el recurso de capacidad de generación dominante debido a su bajo costo y disponibilidad. Luego, los cambios económicos y los requisitos ambientales más estrictos para los generadores a carbón, combinados con la creciente abundancia y el bajo costo del gas natural, hicieron del gas un recurso favorecido para la nueva generación. Actualmente, la generación de electricidad es el mayor consumidor de gas natural en Estados Unidos, seguida por los sectores industrial, residencial y comercial (PJM, 2023d).

Una gran parte del territorio de PJM es favorable para la explotación de gas natural debido a las abundantes formaciones de gas de esquisto Marcellus y Utica, que van desde el norte y el oeste de Pensilvania hasta el este de Ohio y desde el sur hasta Virginia Occidental. Sumado a esto, está el desarrollo de técnicas de fracturación hidráulica avanzadas y cada vez más eficientes, que ha llevado a un increíble crecimiento de la producción de gas en esta región. Sin duda, estos novedosos métodos de extracción han brindado un mejor acceso al gas natural atrapado dentro de formaciones rocosas de esquisto, permitiendo con fracturación recuperar más de las reservas que no podían ser explotadas con métodos tradicionales. De 2007 a 2020, la producción de gas de esquisto en Estados Unidos creció más de un 1.300% según la Administración de Información Energética de Estados Unidos (PJM, 2023d).

Con todo esto, para poder soportar la demanda de energía eléctrica, ofrecer precios competitivos y propender por el crecimiento e innovación en el mercado eléctrico de Estados Unidos, PJM ha



consolidado un esquema o proceso de mercado que incluye: el mercado del día antes, el mercado intradiario, el mercado de servicios complementarios, negociación mediante transacciones bilaterales, el mercado de capacidad, derivados, el mercado de compensación y el mercado de liquidación (Franco, 2023). De estos, se toma el mercado de capacidad como objeto de estudio.

El Mercado de Capacidad de PJM en términos generales, busca garantizar la disponibilidad de los recursos del sistema eléctrico, con el fin de contar con una red confiable que responda a la demanda, donde se brinden oportunidades de generación, soluciones a la transmisión y se pueda maximizar la eficiencia energética, en cualquier período y frente a cualquier anomalía que se pueda presentar (PJM, 2023c).

La base del mercado de capacidad de PJM es el Modelo de Precios de Confiabilidad o RPM (por sus siglas en inglés), el cual busca alinear el precio pagado por la capacidad con los requisitos de confiabilidad del sistema; a partir de los siguientes elementos (PJM, 2023c):

- Fijación de precios de capacidad local, para así reconocer y cuantificar el valor local de la capacidad.
- Mecanismo de requerimiento de recursos variables para ajustar el precio según el nivel de recursos adquiridos.
- Compromiso futuro de suministro por generación, recursos de demanda, recursos de eficiencia energética y actualizaciones de transmisión calificadas aprobadas en una estructura de subasta múltiple.
- Un mecanismo de respaldo de confiabilidad para garantizar que haya suficientes soluciones de generación, transmisión y respuesta a la demanda disponibles para preservar la confiabilidad del sistema.

Con todo esto, PJM remunera entonces, la potencia disponible de los generadores existentes, los generadores que ingresen al mercado, la respuesta a la demanda, los proyectos de eficiencia energética y las importaciones firmes; pretendiendo cubrir con esa remuneración una parte de los costos fijos, lo cual se traduce en un incentivo en inversión en ampliación de la capacidad instalada o inversión en nueva generación, importaciones firmes y mantener la óptima operación de las generadoras que ya están en el mercado (Estrada et al., 2017).

Esta remuneración es pagada por los consumidores (demanda), los cuales pagan por mantener un alto nivel de confiabilidad del recurso eléctrico (PJM, 2023c).

El mercado utiliza un mecanismo de subasta, el cual se proyecta para tres años vista o tres años al futuro, más un margen de confiabilidad. Las empresas que participan de la subasta deben contar con la potencia suficiente para cubrir la demanda por los tres años, a partir de inversión y generación propia o por contratos bilaterales (Oficina de Estudios Económicos, 2014), (Estrada et al., 2017).

Algo importante en el mecanismo de subasta, es que, además, se consideran subastas adicionales como son llamadas, subastas residuales, que se realizan cerca del período de entrega, y busca poder cubrir cualquier déficit que se presente para cubrir la demanda de energía eléctrica. Esta se convierte en una acción vital y un respaldo importante en los mercados eléctricos dada la

incertidumbre asociada al crecimiento del consumo eléctrico, que siempre será una variable de difícil proyección. Y sumado a esto, se tiene otro “anillo de seguridad”, que es una subasta condicional adicional, que se realiza en caso de que se presenten problemas en las redes de transmisión. Además, acompañado a todo lo anterior, se pueden realizar transacciones bilaterales para realizar ajustes en los requerimientos inclusive en el periodo de entrega (Oficina de Estudios Económicos, 2014).

En la subasta se reciben ofertas que se cruzan contra la demanda de capacidad por área del sistema, con restricciones de transmisión y como resultado de este cruce, se establecen precios de capacidad por área de demanda (Estrada et al., 2017).

Para establecer el precio del mercado de capacidad, PJM estima un parámetro que se conoce como el costo del nuevo entrante o Net CONE (por sus siglas en inglés). Este parámetro tiene en cuenta, el costo de una turbina de combustión de referencia que el nuevo entrante al mercado debe cubrir, incluyendo los costos de su mantenimiento y su funcionamiento. Este costo se fija administrativamente, es indexado anualmente y los parámetros con los cuales se calcula, son revisados cada tres años. Además, el costo también considera el beneficio que representa la entrada del nuevo recurso de generación en el mercado eléctrico. Por lo cual, la diferencia entre los costos y el beneficio representado se convierte en la remuneración para cubrir los costos de capacidad (Oficina de Estudios Económicos, 2014).

Esta remuneración es ajustada de acuerdo con unos indicadores de desempeño que permiten corroborar principalmente: las obligaciones de capacidad, la disponibilidad en hora de demanda punta, la disponibilidad durante temporadas de alta demanda, entre otras. Estos indicadores son aplicados según el tipo de recurso de generación, y el área de entregabilidad local. Por ejemplo, la energía solar, eólica e hidráulica son aquellos recursos que se encuentran exentos de algunos cargos por desempeño, no están sujetas al cargo de disponibilidad en hora de demanda punta y no deben cumplir reglas de mantenimiento (Oficina de Estudios Económicos, 2014).

Por ejemplo, para el período 2023-2024, la subasta produjo un precio de capacidad de 34.13 dólares/MW-día para la zona RTO (gran parte del territorio de PJM), 49.49 dólares/MW-día para la zona MAAC (Atlantic City Electric, Delmarva Power North (north of the Chesapeake & Delaware Canal), Jersey Central Power & Light, Met-Ed, PECO, Penelec, Pepco, PPL, PSE&G and Rockland Electric) y 69.95 dólares/MW-día para las zonas BGE (Baltimore Gas & Electric) y DPL South (Delmarva Power South (south of Chesapeake & Delaware Canal)) (PJM, 2023e).

## 5.2. Francia

Francia es el segundo país productor de electricidad de Europa y el décimo productor de electricidad del mundo. También es un líder mundial en producción de energía nuclear y un inversor ambicioso en fuentes bajas en carbono. Cada año, el volumen de electricidad producida en Francia es entre 50 y 100 Tera vatios-hora mayor que su consumo de electricidad. En consecuencia, las exportaciones de electricidad de Francia a otros países europeos ascendieron a casi el doble del volumen de electricidad que importó en 2021 (Statista, 2022).

La electricidad generada en Francia tiene como recurso principal de generación la energía nuclear, conformando el 63.3% de su matriz energética, lo que representa casi dos tercios de la generación total del país. Lo que sustenta que Francia es uno de los países con mayor número de reactores nucleares del mundo. Además, la generación de electricidad con fuentes de energía no renovable (sin contar la nuclear) es mínima, estando tan solo en el 12,16%. La matriz de generación eléctrica francesa se puede observar en la Figura 4.

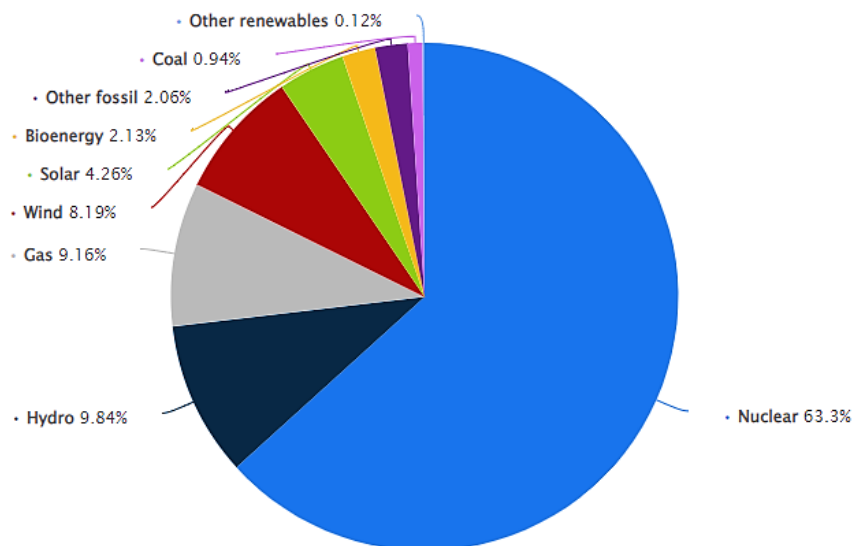


Figura 4. Matriz de generación eléctrica en Francia en 2022. Fuente: (Statista, 2023c)

Esta matriz energética, muestra cómo en Francia, la transición energética es una cuestión de suma prioridad, por lo cual la ampliación de las energías renovables se ha llevado a cabo lo más rápido posible. Esto se traduce en una combinación de electricidad con muy bajas emisiones de carbono debido a su gran flota nuclear, la segunda más grande después de Estados Unidos. Acompañado a esto, es uno de los primeros líderes en establecer una transición energética ambiciosa, legislando un objetivo de emisiones netas cero para 2050 en su Ley de Energía y Clima de 2019 (IEA, 2023b).

Con los recursos de generación eléctrica mencionados en la Figura 4, Francia para el año 2022 produjo alrededor de 473 TWh para suplir la demanda de su población (Enerdata, 2023a).

El sistema eléctrico francés se destaca por ser altamente concentrado (pocos actores), su carácter predominantemente público y su dependencia de la energía nuclear. El sistema eléctrico francés cuenta una generación centralizada, que concentra alrededor del 95% en tres grandes compañías y una de estas compañías controla casi en su totalidad la generación nuclear. Tiene una red de transporte de alrededor de 105.000 km, donde hay un único operador y se exportan cerca de 62 TWh. La red de distribución cuenta con cerca de 1.300.000 km, y un único operador. Y finalmente, la comercialización, donde el generador mayoritario de energía nuclear es el suministrador dominante, y predomina la tarifa regulada (Strategy, 2017).

El mercado eléctrico francés, como todos los mercados en el mundo, ha ido evolucionando; por lo cual, para permitir la competencia entre proveedores, garantizar precios estables para los consumidores que reflejen la competitividad de las centrales nucleares existentes, asegurar la financiación de estas centrales y tener capacidad suficiente para garantizar el equilibrio entre el suministro y la demanda; las autoridades francesas adoptaron la ley NOME el 7 de diciembre de 2020. Con esta ley, se logró la intervención pública en los tres mecanismos principales del mercado eléctrico: acceso regulado a la electricidad nuclear, se crea el mecanismo de capacidad para garantizar la seguridad del suministro, y la regulación de los precios minoristas para los hogares y pequeñas empresas (Cour des Comptes, 2022).

El mecanismo de capacidad, objeto de estudio, el cual se puso en marcha en enero de 2017, es el tipo de mercado de capacidad en el que se comercializa capacidad energética en forma de certificados (Norton Rose Fulbright, 2015). Este mercado le asigna una obligación de capacidad anual a los proveedores de energía (generadores), lo que los obliga a asegurarse de producir capacidad suficiente para prever el consumo real de sus clientes durante los periodos punta (períodos de invierno fuerte). Los certificados de capacidad, vendidos por productores de energía y sitios que pueden disminuir su capacidad de energía según la demanda, se intercambian mediante subastas y en el mercado extrabursátil (OTC por sus siglas en inglés). Los proveedores de energía incluyen este costo en la fórmula de los consumidores finales. Como consumidor final, puede resultar útil calcular su propia obligación por múltiples motivos, como establecer su presupuesto energético o evaluar la oferta de un proveedor (Lamoulié, 2017).

Los operadores de capacidad (generación y capacidad de respuesta a la demanda) se comprometen a garantizar la disponibilidad durante los periodos punta de invierno. El compromiso de disponibilidad de MW a lo largo de un año se establece en un contrato de certificación con la Red de Transmisión de Electricidad (RTE por sus siglas en francés) y constituye el nivel de capacidad certificado (CCL por sus siglas en inglés). RTE emite garantías de capacidad (CG por sus siglas en inglés) al titular del contrato que puede vender a los sujetos obligados o en sesiones de mercado EPEX SPOT. En el mecanismo de capacidad, el año se denomina año de entrega (DY por sus siglas en inglés) y cubre un período de 12 meses desde el 1 de enero al 31 de diciembre. Los sujetos obligados (proveedores, consumidores finales y los operadores del sistema) demuestran anualmente que son capaces de cubrir el consumo de los clientes durante los periodos pico de invierno. (RTE, 2023b).

El mecanismo de capacidad comienza cuatro años antes (RTE, 2023b):

- Los operadores de capacidad de generación en servicio en DY-4 (4 años antes del inicio del año de entrega) deben certificar su capacidad de generación para el año DY antes del 31 de octubre de DY-4.
- Los operadores de capacidad de respuesta a la demanda no están obligados a certificar su capacidad. Podrán optar por certificar su capacidad para el año DY hasta el 31 de octubre del año DY-1.

- Dependiendo de la evolución de la disponibilidad de capacidad certificada, y bajo determinadas condiciones, es posible aumentar o disminuir el nivel de capacidad certificada realizando solicitudes de ajuste hasta el 30 de septiembre del año DY+1.

Para las nuevas capacidades, la duración del contrato es por un período de 7 años (RTE, 2023c).

En este sentido, al ser un mecanismo basado en certificados de capacidad, es de vital importancia conocer cómo se adquieren los certificados y qué compromisos genera. Lo estipulado por Francia es que, en el proceso de certificación se le atribuye un volumen de garantías de capacidad a cada capacidad. Dicha asignación coincide con la contribución dada a la reducción del riesgo de fallos del sistema eléctrico. La Figura 5 describe los pasos de la certificación (Norton Rose Fulbright, 2015):

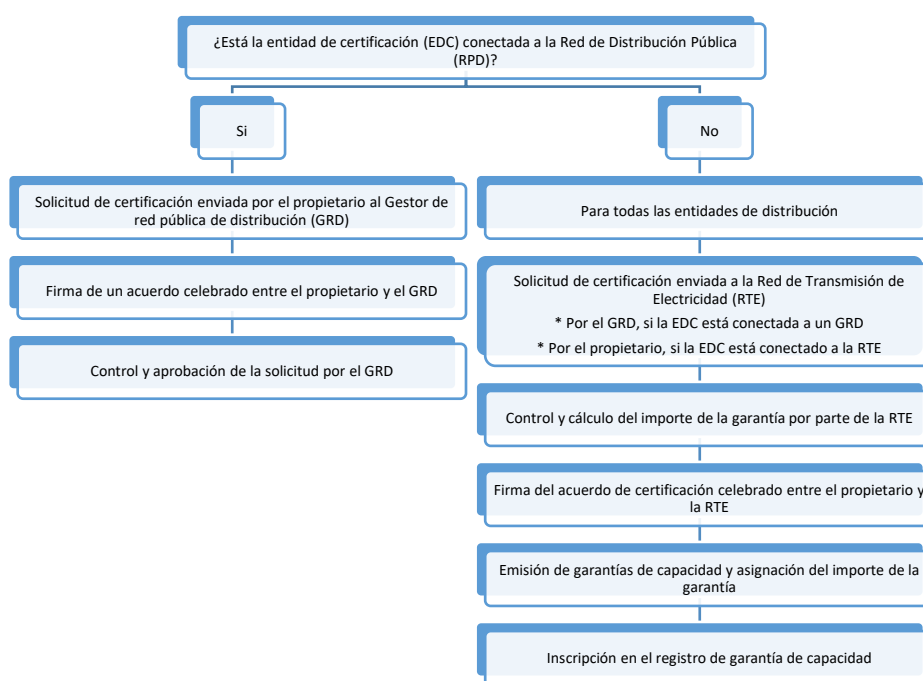


Figura 5. Pasos para la certificación de capacidad en el mercado de capacidad francés.

Fuente: (Norton Rose Fulbright, 2015). Elaboración propia.

El marco regulatorio proporciona el siguiente método de certificación (Norton Rose Fulbright, 2015):

- El propietario envía una solicitud de certificación al administrador de la red correspondiente en relación con la conexión de capacidad.
- El nivel de capacidad certificada se basa en los datos declarados por los propietarios de la capacidad.

- El nivel de capacidad efectiva se estima a partir de los resultados de control recopilados durante el año de entrega.
- Dentro del marco regulatorio financiero, se corrigen las brechas evaluadas entre los niveles de capacidad certificada y de capacidad efectiva.

Para cumplir con su obligación de capacidad, los proveedores de capacidad pueden comprar o vender garantías de capacidad en el mercado de certificados de capacidad. El precio de una capacidad comercializada equivale al valor de la reducción y de la disponibilidad de capacidades de producción durante los períodos pico (Norton Rose Fulbright, 2015).

Con respecto a lo anterior, en Francia, la subasta del mecanismo de capacidad del 11 de marzo de 2021 fijó el precio en 28,3 mil euros/MW para 2022. Esto evidencia un aumento con respecto a las dos últimas subastas, que rondaron los 18 mil euros/MW (Flexcity, 2021a).

### **5.3. Australia**

Australia tiene abundantes recursos energéticos y es un importante exportador de carbón, uranio y gas natural licuado. El sector energético del país está atravesando una profunda transformación (IEA, 2023a). Se estima que Australia tiene el 46 por ciento de los recursos de uranio, el 6 por ciento de los recursos de carbón y el 2 por ciento de los recursos de gas natural del mundo. Por el contrario, Australia tiene sólo alrededor del 0,3% de las reservas mundiales de petróleo. Australia produce alrededor del 2,4% del total de la energía mundial y es un importante proveedor de energía para los mercados mundiales, exportando más de las tres cuartas partes de su producción energética, por un valor de casi 80 mil millones de dólares australianos (Geoscience Australia, 2023).

La electricidad generada en Australia tiene como recurso principal de generación el carbón, conformando el 47.25% de su matriz energética. Esto valida el hecho de que sea uno de los mayores productores de carbón a nivel mundial. Además, la generación de electricidad con fuentes de energía renovable está al alza, con alrededor del 32% de su matriz. La matriz de generación eléctrica de Australia se puede observar en la Figura 6.

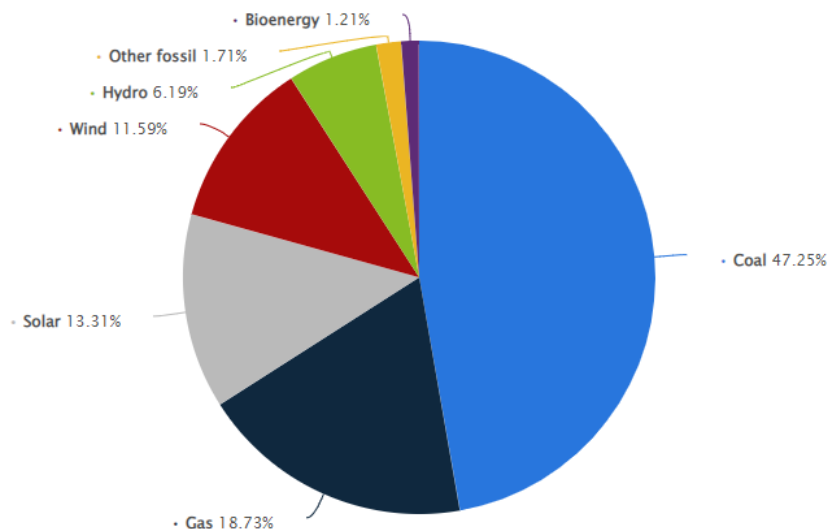


Figura 6. Matriz de generación eléctrica en Australia en 2022.

Fuente: (Statista, 2023b)

Si bien la intensidad de carbono de Australia está disminuyendo, sigue siendo la más alta entre los miembros de la Agencia Internacional de energía, lo cual se visualiza en la matriz energética, ya que como recurso suplente casi el 50% de la generación de electricidad. En este sentido, el gobierno se centra en impulsar las tecnologías bajas en emisiones en el marco de la Hoja de Ruta de Inversión Tecnológica de Australia, lo cual explica el aumento de la participación de las energías renovables, donde el parque solar y eólico van en crecimiento (IEA, 2023a).

A partir de estos recursos de generación, Australia produjo alrededor de 271 TWh para el año 2022 (Enerdata, 2023a).

Para la generación, compra, venta y transporte de esta electricidad, la mayor parte de Australia – costa oeste y estados del sur – cuenta con el Mercado Eléctrico Nacional o NEM (por sus siglas en inglés). El NEM es uno de los sistemas eléctricos interconectados más grandes del mundo, y cubre alrededor de 40.000 km de líneas de transmisión y cables y abastece a alrededor de 9 millones de clientes. El NEM es un mercado mayorista a través del cual los generadores y minoristas comercializan electricidad en Australia. Interconecta los seis estados y territorios del este y del sur y suministra alrededor del 80% de todo el consumo de electricidad en Australia. Sin embargo, Australia Occidental y el Territorio del Norte no están conectados al NEM, estas dos áreas cuentan con sus propios sistemas eléctricos y acuerdos regulatorios separados (Australian Government, 2023).

En el caso de Australia Occidental, específicamente al sur, el Mercado Eléctrico Mayorista o WEM (por sus siglas en inglés), suministra la electricidad a través del Sistema Interconectado del Sudoeste (SWIS por sus siglas en inglés). Una característica única del WEM es el Mecanismo de Capacidad de

Reserva, que asegura que haya suficiente generación para satisfacer la demanda en todo momento (AEMO, 2023e).

El SWIS incluye 7.750 kilómetros de líneas de transmisión y 93.350 kilómetros de líneas de distribución. El WEM suministra alrededor de 20 Tera vatios hora de electricidad cada año a más de un millón de clientes. Además, a 2022, registró una capacidad de generación de aproximadamente 5.859 MW, incluyendo 1.197 MW de generación no programada. A partir de esta generación, para el período 2021- 2022 el WEM obtuvo un valor total de \$1.615 millones proveniente del ejercicio (incluidos \$838 millones en comercio bilateral y \$560 millones en Capacidad de Reserva) (AEMO, 2023b).

El WEM cuenta con diversos mecanismos comerciales de negociación de electricidad: el mecanismo de capacidad de reserva, contratos bilaterales, mercado a corto plazo y el mercado de tiempo real (AEMO, 2023a). De estos, el mecanismo de capacidad de reserva (RCM por sus siglas en inglés) es el mecanismo comercial que se va a profundizar.

La función principal del mecanismo de capacidad de reserva es cumplir con los requisitos de confiabilidad asegurando que haya suficiente capacidad (o capacidad de reserva) disponible para satisfacer la demanda del sistema y mantener los requisitos del Servicio Esencial del Sistema o ESS, durante los eventos de demanda máxima (veranos e inviernos fuertes). El RCM está destinado a contribuir a los costos fijos de proporcionar capacidad (AEMO, 2023a).

El Ciclo o el paso a paso del Mecanismo de Capacidad de Reserva se desarrolla a lo largo de cuatro años naturales, y la Capacidad de Reserva se adquiere dos años antes de que las obligaciones pertinentes entren en vigor. El ciclo inicia en el primer año el 1<sup>ro</sup> de octubre, donde se debe dar la expresión de interés, luego se lleva a cabo la certificación de capacidad de reserva, se determina la cantidad de acceso a la red, y finalmente se asignan los créditos de capacidad. Ya hacia el año de capacidad, que funciona entre el 1<sup>ro</sup> de octubre del año 3 y el 30 de septiembre del año cuatro, se aplican las obligaciones de capacidad de reserva (AEMO, 2023a).

Para obtener los certificados de capacidad de reserva, los participantes del mercado deben someterse a un proceso de certificación administrado por el operador del mercado energético australiano (AEMO), donde deben presentar información sobre las características y capacidades tecnológicas de sus Instalaciones. AEMO evalúa las solicitudes de certificación y otorga los certificados a las instalaciones teniendo en cuenta el tipo de tecnologías que comprende la instalación, así como otras consideraciones como la firmeza del compromiso de las nuevas instalaciones, la disponibilidad de combustible, los cortes forzados históricos, la capacidad enviada declarada de la instalación y las cargas integradas o parásitas (AEMO, 2023a).

La cantidad de certificados de capacidad de reserva depende en gran medida de la capacidad de la instalación para generar durante los intervalos de carga máxima; que puede ser con base en la producción histórica, en su respuesta en horas pico, en su capacidad de para sostener la producción durante los intervalos de obligaciones de recursos de almacenamiento eléctrico, la cantidad de carga que pueden reducir, etc. Una vez que a las instalaciones se les han asignado la



cantidad de acceso a la red (NAQ por sus siglas en inglés) AEMO puede asignarles créditos de capacidad, lo que indica la cantidad de capacidad que la instalación está obligada a proporcionar y por la cual serán compensadas. (AEMO, 2023a).

El cargo por capacidad se distribuye a los consumidores, quienes pagan el costo de financiar la generación para satisfacer la demanda máxima en espera durante todo el año (Carabott & Wallington, 2022).

El cálculo del precio de capacidad se hace con base en el precio de capacidad de reserva de referencia o BRCP. Cada año, la Autoridad de Regulación Económica determina el BRCP para establecer una referencia para el costo de proporcionar Capacidad de Reserva adicional. El BRCP se calcula realizando una evaluación técnica de costos ascendentes de la entrada de una instalación de generación de turbinas de gas de ciclo abierto (OCGT) de 160 MW en el SWIS para el año de capacidad correspondiente. El BRCP se utiliza para calcular los precios de capacidad aplicables a cada Instalación (AEMO, 2023a).

Con respecto a lo anterior, en Australia, el precio de la capacidad de reserva para el año de capacidad 2024-2025 es de 194,8 mil dólares/MW para unos créditos de capacidad total asignados (MW) de 260 (AEMO, 2023c). Dicho Precio de Capacidad de Reserva calculado cada año de capacidad es el que reciben los generadores (AEMO, 2023c).

#### **5.4. Reino Unido de Gran Bretaña**

La generación mundial de electricidad casi se ha duplicado desde principios del siglo XXI. Por el contrario, para seguir el ritmo de la caída de la demanda, la generación de electricidad en el Reino Unido disminuyó casi un 18%, cayendo por debajo de los 312 teravatios-hora en 2020 y 2021. Además del cambio en la producción anual de electricidad, el mix energético del Reino Unido también ha cambiado drásticamente en las últimas dos décadas, dando la bienvenida a una nueva era de enfoque en las energías renovables (Statista, 2023d).

La electricidad generada en Reino Unido tiene como recursos principales las fuentes de energía renovables y las fuentes bajas en emisiones, donde el gas y la energía eólica son las mayores fuentes de generación con el 38% y 25% respectivamente. Además, hay una reducción drástica en el consumo de fuentes de energía fósil, lo que valida el enfoque hacia una matriz limpia y con energía renovable. La matriz de generación eléctrica de Reino Unido se puede observar en la Figura 7.

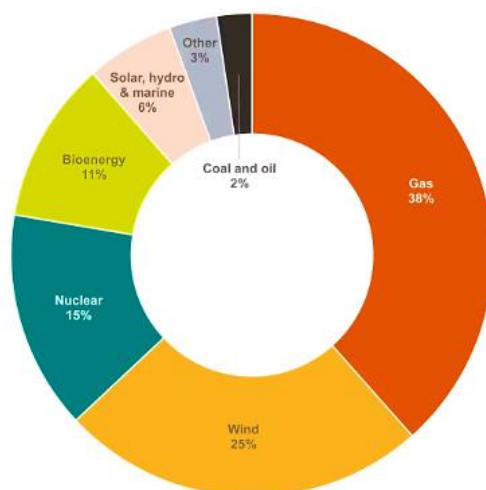


Figura 7. Matriz de generación eléctrica en Reino Unido en 2022.

Fuente: (Energy UK, 2023)

Como se observa en la Figura 7, el gas natural es el mayor recurso de generación, soportando gran parte de la generación de electricidad para 2022. Esto ocasionó que las exportaciones se triplicaran en 2022 respecto a 2021 alcanzando un máximo histórico. Las importaciones del país también alcanzaron un nivel récord, un aumento del 10 por ciento, y fueron impulsadas por un aumento significativo en las importaciones específicamente de gas natural, teniendo un aumento del 74 por ciento en el mismo período. El Reino Unido tiene la segunda infraestructura de regasificación de GNL más grande de Europa (después de España); lo que se utilizó para apoyar los esfuerzos europeos por alejarse del gas ruso. El Reino Unido funcionó como puente terrestre utilizando interconectores para las exportaciones a Bélgica y los Países Bajos. La producción bruta de gas aumentó un 16 por ciento en 2022 en comparación con un mínimo histórico en 2021 (Heaton, 2022). A partir de estos recursos de generación, Reino Unido produjo alrededor de 325 TWh para el año 2022 (Enerdata, 2023a).

Bajo este panorama, para 2030 se espera que el Reino Unido tenga una combinación energética con proporciones muy altas de energía eólica y solar. El Reino Unido está ampliando los mercados y las tecnologías de electricidad flexibles. En el corto plazo, es probable que aumente la contribución del gas natural, especialmente durante los períodos invernales, a medida que se retire la capacidad de energía nuclear y de carbón existente y las nuevas plantas nucleares enfrenten algunas controversias (IEA, 2023c).

Para que la electricidad llegue a los hogares y empresas de todo el Reino Unido, debe generarse, transportarse y luego venderse al cliente. Las empresas pueden participar en cualquiera de estas tres etapas o en las tres: la generación, donde hay muchas empresas diferentes que operan en el sector de generación de electricidad, de diferentes tamaños y que utilizan diferentes métodos de generación. Las redes, donde la Red Nacional se encarga del transporte (transmisión y distribución) de electricidad, y es el responsable de garantizar que el suministro de electricidad en

la red satisfaga constantemente la demanda. Y finalmente el suministro, donde los proveedores de electricidad son los responsables de vender la electricidad a los consumidores (hogares y empresas) y operan en un mercado competitivo. Hay muchos proveedores de diferentes tamaños y los consumidores pueden elegir cuál les proporciona electricidad (Institute for Government, 2022).

El mercado eléctrico de Reino Unido cuenta con diversos mecanismos comerciales de negociación de electricidad: el mercado del día antes, el mercado intradiario, negociación mediante transacciones bilaterales, el mercado de capacidad, el mercado de compensación, servicios auxiliares, el mercado de liquidación y derivados (Franco, 2023). De estos, el mercado de capacidad es el mecanismo comercial que se va a profundizar.

El mercado de capacidad (CM) fue introducido por el gobierno del Reino Unido para gestionar la seguridad del suministro eléctrico y proteger el país contra la posibilidad de futuros apagones. A los participantes del CM se les paga para garantizar que estén disponibles para responder cuando existe un alto riesgo de que ocurra un evento de estrés del sistema (esto sucede muy raramente). La gran mayoría de las veces, los activos participantes operan como lo harían normalmente. Para obtener ingresos del mercado de capacidad se realizan subastas de capacidad donde se fija el precio. Los proveedores que tengan éxito en la(s) subasta(s) recibirán un Acuerdo de Capacidad, que confirma su Obligación de Mercado de Capacidad y sus pagos (Flexitricity, 2023).

Cada año se realizan dos subastas de capacidad, una denominada T-4 que es la subasta principal; donde se compra la mayor parte de la capacidad necesaria para la entrega dentro de los cuatro años siguientes. En esta subasta, los generadores de nueva construcción pueden obtener acuerdos a 15 años. Y existe otra subasta denominada T-1, que es una subasta de recarga justo antes de cada año de entrega. Generalmente se utilizan las subastas de recarga para sitios que no estaban listos a tiempo para la subasta principal (Flexitricity, 2023).

La cantidad de capacidad contratada cada año se basa en un estándar de confiabilidad duradero, que especifica una indicación del nivel aceptable de seguridad de suministro para el sistema de Reino Unido. Es importante destacar que el gobierno no afirma que este nivel de capacidad se conseguirá a cualquier precio. Integrados en el sistema estarán las curvas de demanda y un precio máximo de subasta final que permitirá alcanzar un equilibrio entre confiabilidad y costo. Cada curva de demanda (que se publica unos seis meses antes de que se lleven a cabo las respectivas subastas) se basa en un nivel de capacidad objetivo y una estimación del costo razonable de la nueva capacidad (denominado costo neto de nueva entrada o 'CONE neto'). El nivel de capacidad objetivo depende de la evaluación que haga la National Grid (empresa de energía) de la cantidad de capacidad que probablemente se necesita para cumplir con el estándar de confiabilidad, que por supuesto depende de la cantidad y el tipo de generación que se espera que esté disponible fuera del Mercado de Capacidad (Phillips, 2014).

Los acuerdos de capacidad obligan a los participantes a entregar una cantidad específica de electricidad en los períodos de tensión del sistema notificados por la National Grid. Si un aviso de advertencia de período de estrés es inferior a cuatro horas, una planta solo será penalizada si

proporciona menos capacidad que la posición que notificó en la notificación física de su mecanismo de equilibrio. Cuando la National Grid proporcione un aviso de más de cuatro horas, cada proveedor deberá generar electricidad (o reducir la demanda) en la cantidad requerida. Así, si se requiriera el 80% de toda la capacidad contratada para satisfacer la demanda del sistema, cada proveedor estaría obligado a generar electricidad o reducir la demanda al 80% de su propia capacidad obligatoria (Phillips, 2014).

La subasta británica para garantizar suficiente capacidad eléctrica para 2022/23 alcanzó un récord de 75 libras esterlinas (101,70 dólares) por kilovatio (kW) al año. La subasta alcanzó un nivel récord, ya que los precios de la energía mayorista en el Reino Unido se han más que duplicado durante el año 2021, debido al aumento de los precios mayoristas del gas, el carbón y el carbono. A principios de 2020, la subasta de capacidad eléctrica para 2020/21 se autorizó a solo 1 libra/kW/año cuando los precios mayoristas de la energía en el Reino Unido eran mucho más bajos. En esta subasta se adquirió un total de casi 5 gigavatios (GW) de capacidad, de los cuales casi 3,4 GW procedieron de plantas alimentadas por gas, según muestra un documento de subasta provisional. Unos 516 megavatios (MW) se adquirieron de proveedores de respuesta a la demanda, o empresas que garantizan reducir la demanda industrial, 411 MW de carbón, 385 MW de almacenamiento en baterías y el resto de otras fuentes (Chestney, 2022).

## **5.5. Síntesis comparativa entre países estudiados**

Habiendo estudiado más a fondo los países seleccionados, se realiza en la Tabla 5, Tabla 6 y en Tabla 7 un resumen donde se sintetizan variables clave en sus mercados eléctricos.

Tabla 5. Generación de electricidad de los países seleccionados.

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD													
PAÍS	Producción a 2022	Hidro		Nuclear		Gas		Carbón		Otros combustibles fósiles		Renovables NC	
		TWh	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh
Estados Unidos - PJM	4510	284.13	6.3	820.82	18.2	1794.98	39.8	879.45	19.5	40.59	0.9	685.52	15.2
Francia	473	46.54	9.84	299.41	63.3	43.33	9.16	4.45	0.94	9.74	2.06	69.53	14.7
Australia Occidental	271	16.77	6.19	-	-	50.76	18.73	128.05	47.25	4.63	1.71	70.76	26.11
Reino Unido	325	5.85	1.8	48.75	15	123.5	38	6.5	2	9.75	3	130.65	40.2
Colombia	90	66.03	73.37	-	-	12.91	14.34	4.64	5.16	4.5	5	1.92	2.13

Como se observa en la Tabla 5, Estados Unidos es el mayor productor de electricidad de los países seleccionados, y como se expuso con anterioridad, el segundo mayor productor de electricidad a nivel mundial. El país utiliza diversas fuentes de energía y tecnologías para generar electricidad. El gas natural es el principal generador de electricidad en Estados Unidos y representa el 40% de la producción nacional total. Le sigue de cerca el carbón, que representa el 19%, la energía nuclear el 20% y las energías renovables no convencionales el 20%. Las opciones de energía renovable incluyen energía hidráulica, geotérmica y solar (World Population review, 2023).

Estados Unidos supera en casi 9,5 veces la producción de Francia, 16,6 veces la producción de Australia Occidental y 13,8 veces la producción de electricidad de Reino Unido. Esto se podría explicar, sin duda alguna, por tres factores relevantes: población, área geográfica y producción industrial. En primer lugar, Estados Unidos es el tercer país con mayor población en el mundo, contando con alrededor de 332,314,000 personas aproximadamente al año 2021, estando por encima de Francia y Reino Unido que están en los puestos 21 y 22 a nivel mundial, y Australia como el país número 54 con una población de 25,767,00 (Datosmacros.com, 2023). En segundo lugar, Estados Unidos es el cuarto país a nivel mundial con mayor superficie (área), con alrededor de 9,833,517 km<sup>2</sup>; estando por encima de Francia, Reino Unido y Australia, teniendo este último un área aproximada de 7,741,220 km<sup>2</sup> (Statista, 2023a). Y finalmente, Estados Unidos es el segundo país a nivel mundial con mayor producción industrial, concentrando el 16.8% del volumen de producción; en comparación con Francia y Reino Unido, los cuales concentran un volumen de producción industrial del 1,9% y 1,8% respectivamente; estando solamente estos tres países en el ranking de los 10 países con mayor producción, lo que significa que Australia está muy por debajo de Estados Unidos (Safeguard Global, 2023). Todos estos factores se traducen en una alta demanda de energía eléctrica, lo cual obliga a cada país a producir de acuerdo con el consumo de su población.

Por otro lado, es evidente que la generación de electricidad en Colombia está significativamente por debajo de los países estudiados. Sin embargo, es una de las matrices de electricidad más limpias de los países estudiados y del mundo, como lo menciona Natalia Gutiérrez, presidenta ejecutiva de la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (Acolgén), como lo destacó en entrevista a El Colombiano (Vargas Riaño, 2022); donde aseguró que: “el país tiene hoy uno de los parques de generación más modernos, eficientes y confiables. Tiene una de las matrices más limpias del mundo gracias a que posee un 70% de generación hidráulica y un mercado de confiabilidad de suministro de energía”.

La alta producción y demanda de energía eléctrica de los países seleccionados, conlleva a contar con mercados eléctricos diversificados, que permitan tener energía eléctrica de manera sostenible, eficiente y confiable. Lo cual se evidencia en la Tabla 6. De donde se logra corroborar la existencia de Mercado de Capacidad en los países seleccionados y en la Tabla 7 sus características principales.

Tabla 6. Mercado eléctrico de los países seleccionados.

PAÍS	MERCADO ELÉCTRICO					
	Corto plazo			Largo plazo		
	Day Ahead	Intradiario	Servicios auxiliares	Derivados	Bilaterales	Mercado de Capacidad
Estados Unidos - PJM	X	X	X	X	X	X
Francia	X	X	X	X	X	X
Australia Occidental	X	X	X	X	X	X
Reino Unido	X	X	X	X	X	X
Colombia	X	-	X	X	X	X

Tabla 7. Mercado de capacidad de los países seleccionados.

PAÍS	MERCADO DE CAPACIDAD					
	¿Quién lo paga?	Duración del contrato	Estructura de la obligación (Mecanismo) (RBP, 2022)	Requisito de adecuación de recursos (obligación o criterio de confiabilidad) (RBP, 2022)	Precio (USD / kW – 2022)	
Estados Unidos - PJM	Consumidor	3-5años	RPM (Modelo de precios de confiabilidad) - Subasta centralizada obligatoria de precios uniformes	1 en 10 LOLE o 0.1 LOLE (Expectativa de pérdida de carga). 1 incidencia cada 10 años. Obligación de capacidad NO forzada	Precio de Compensación de Recursos de Capacidad será el valor marginal de la capacidad del sistema para la Región PJM (PJM, 2023a)	18.2 – 45.8 (PJM, 2022).
Francia	Consumidor	7 años	Adquisición de capacidad descentralizada - Subasta opcional	Requisitos locales basados en LOLE (Expectativa de pérdida de carga), que es de máximo 3 horas al año.	Precio garantizado (se fija al finalizar cada licitación) (RTE, 2023a)	31.1 (Flexcity, 2021b)
Australia Occidental	Consumidor	4 años	Mecanismo con obligación de capacidad descentralizada - No hay subasta - Vía certificación administrativa (estado)	Demanda máxima basada en un pico de 1 en 10 años. El mayor de (i) los requisitos locales basados en la demanda máxima prevista más un margen de reserva del 7,6% o la capacidad del mayor generador o (ii) un déficit previsto inferior al 0,002% del consumo anual de energía.	Precio de Reserva de Capacidad (AEMO calcula el precio basándose en el Precio de Capacidad de Reserva de Referencia (BRCP) y el nivel de exceso de capacidad cada Año de Capacidad) (AEMO, 2023d)	56.1 (AEMO, 2023d)



PAÍS	MERCADO DE CAPACIDAD				
	¿Quién lo paga?	Duración del contrato	Estructura de la obligación (Mecanismo) (RBP, 2022)	Requisito de adecuación de recursos (obligación o criterio de confiabilidad) (RBP, 2022)	Precio (USD / kW – 2022)
Reino Unido	Consumidor	15 años	Mercado de capacidad con subastas - Subasta de reloj descendente centralizada voluntaria	Los requisitos locales se basan en el LOLE, que es de máximo 3 horas al año.	Precio de compensación de la subasta (Precio de la subasta) (Howorth et al., 2015). 94 (Invinity Energy Systems, 2023)
Colombia	Consumidor	1 - 20 años 1 – 10 años 1 – 5 años	Obligación de energía firme - Mecanismo de subasta de reloj descendente	Precio de Bolsa supera el Precio de Escasez.	Precio del cargo por confiabilidad (Precio de cierre de la subasta) 15.4 (Brigard Urrutia, 2023)

Notas:

1. Si  $X$  = Distribución de la capacidad disponible en la semana e  $Y$  = Distribución de la carga en la semana  $t$ , entonces se produce un Evento de Pérdida de Carga (LOLE) cuando  $X < Y$ . Se define LOLE cuando el margen es igual o inferior a 0 MW (Margen =  $X - Y$ )
2. Todo en dólares americanos.
3. Para Colombia: Entre uno y veinte (20) años para las plantas y/o unidades nuevas. Entre uno y diez (10) años para las plantas y/o unidades especiales. Entre uno y cinco (5) años para las existentes con obras (CREG, 2024).

En la Tabla 7, se realiza un resumen de las variables principales del mercado de capacidad de los países seleccionados, siendo relevante entender que como en Colombia, es el consumidor el que paga la confiabilidad del sistema eléctrico en momentos de escasez o tensión. Que particularmente, en Australia Occidental la adquisición de la obligación no se hace vía subasta, como en los demás países seleccionados, sino vía certificación administrativa. Y que la obligación adquirida por los países se activa o se hace efectiva en eventos climatológicos extremos, donde hay escasez de recursos de generación o en momentos de tensión del sistema; donde la alarma se enciende cuando hay eventos de pérdida de carga, cada uno establecido según la máxima pérdida que puede soportar el sistema sin que se vea afectada la “entrega” de electricidad al

consumidor. En este punto, es relevante visualizar en la Tabla 7, que, en cada país, el mecanismo le paga al generador (parte obligada) un precio de compensación durante la duración del contrato, con la finalidad de que tenga los recursos para garantizar el suministro, ya sea por inversión en nueva generación o por mantenimiento de lo existente.

En Estados Unidos, Francia y Australia, el precio de compensación es muy similar. Sin embargo, Reino Unido para 2022, tuvo un precio de compensación alto, debido a múltiples factores, los cuales se exponen en la Tabla 8.

Tabla 8. Factores que impulsan el aumento de los precios de la capacidad.

Ítem	Factor	Descripción
1	Subasta apretada	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Objetivo de demanda gubernamental relativamente alto (la crisis energética puede estar impulsando un enfoque más conservador)</li> <li>- Déficit material (4,5 GW) del objetivo de demanda frente a la capacidad existente (es decir, se requiere un gran volumen de nueva construcción)</li> </ul>
2	Planta de turbinas de gas de ciclo combinado y motores nuevos limitados	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mayores costos de capital para proyectos a gas debido a (i) riesgos de descarbonización a partir de 2035 y (ii) mandatos ambientales, sociales y de gobernanza de los inversores.</li> <li>- Aumento de los costos de proyectos asociados con la descarbonización de los activos de gas, por ejemplo, mediante conversión de H2 o captura de carbono como modernización de servicios.</li> </ul>
3	Nuevos interconectores limitados	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La economía de interconexión está disminuyendo a medida que el valor del diferencial de precios intrínseco entre Gran Bretaña y otros mercados se ha erosionado.</li> <li>- Creciente preocupación por la contribución de los interconectores a la seguridad del suministro (dados los flujos de exportación en mercados ajustados)</li> </ul>

Ítem	Factor	Descripción
4	Impacto limitado de las centrales eléctricas con almacenamiento de batería en el precio	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Los altos factores de reducción significan que los grandes volúmenes nominales de las centrales eléctricas con almacenamiento de batería proporcionan una contribución limitada a la capacidad reducida</li> <li>- La mayoría de los proyectos de las centrales eléctricas con almacenamiento de batería son relativamente insensibles al precio de la capacidad (es decir, aceptan precios). Los activos de duración de 4 horas son una excepción.</li> </ul>
5	Recurso de respuesta del lado de la demanda limitado	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La mayor parte de la capacidad genuina de respuesta del lado de la demanda ya está contratada (por ejemplo, de procesos industriales).</li> <li>- Los motores y baterías detrás del medidor que proporcionan la respuesta del lado de la demanda tienen los mismos problemas descritos en los puntos 2 y 4 anteriores.</li> </ul>

Fuente: (Coppack & Stokes, 2024). Elaboración propia.

En este capítulo entonces, se caracterizan los mercados de capacidad de los 4 países internacionales escogidos, se da a conocer el funcionamiento, las obligaciones, la estructura del mercado, los precios. Con esta información de base, en el siguiente capítulo se proceden a evaluar las posibles falencias en el mercado de capacidad en Colombia.

## 6. Identificar las falencias del mercado de capacidad actual en el sector eléctrico colombiano.

Como se explicó anteriormente, el cargo por confiabilidad es una remuneración que recibe el generador con el cual se compromete a entregar, en condiciones críticas de abastecimiento de la demanda, una cantidad de energía determinada, a un precio definido por la CREG, y es penalizado en caso de incumplimiento (CREG, 2006b). Esto permite (según fue concebido), viabilizar la inversión en los recursos de generación eléctrica necesarios para garantizar, de manera eficiente, la atención de la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador (XM, 2023a).

Sin embargo, el cargo por confiabilidad ha mostrado su poca efectividad en los períodos climatológicos críticos, como en el fenómeno de El Niño en 2016, donde la amenaza de racionamiento estuvo latente por varios meses, debido a que los embalses alcanzaron niveles muy bajos a causa del período de sequía. Además de que el cargo por confiabilidad no pudo soportar la demanda de energía, se sumó la inoperatividad de otras centrales de generación, por lo cual el gobierno debió intervenir para evitar un racionamiento generalizado en el país (Dyner et al., 2018).

El suceso de El Niño en 2016 dejó entonces, entrever algunas falencias del cargo por confiabilidad y su funcionamiento u operatividad en los períodos para los que fue concebido. En este sentido, en este capítulo se identifican falencias del cargo por confiabilidad y así, proponer algunas soluciones en el capítulo siguiente.

Un primer problema es la fórmula de cálculo del precio de escasez (PE), que ocasionó grandes pérdidas económicas a los generadores térmicos, causado principalmente por la caída internacional del precio del petróleo que incide de manera directa en el precio del Fuel Oil N°6 y que es uno de los indicadores que forma parte del cálculo del PE (Dyner et al., 2018).

Dicho cálculo del precio de escasez, en la Resolución 043 de 2006 de la CREG, se estableció bajo las siguientes premisas: (i) el precio de escasez, denominado en el documento como precio de ejercicio, debe ser igual al valor de la planta térmica más costosa que pueda usar el sistema, de manera que se incentive el abastecimiento de la demanda para todos los recursos de generación disponibles (sistema marginalista); (ii) para lograr lo anterior, la CREG señala que debe considerarse el precio de la planta de menor eficiencia que pueda utilizar Fuel Oil N°6 como combustible alternativo, asumiendo dicho combustible como el techo de la estimación del precio de ejercicio, y (iii) en materia de costos, deben tenerse en cuenta los de los combustibles referidos al mercado internacional, a los cuales deben sumarse los relacionados con la participación de los agentes en la bolsa de energía (Ospina & Mosquera, 2016).

Sin embargo, en la práctica, el precio de escasez no remunera de forma completa los costos de generación de todas las plantas, pues en la fórmula solo se consideran los costos de generar con el

Fuel Oil N°6 y los de participar en la Bolsa de Energía, pasando por alto todos los costos adicionales en que incurre una planta para estar disponible, además de los costos variables que estas puedan tener, así como el hecho de que los combustibles usados para generar tienden a variar con el tiempo. De otra parte, señalan dichos estudios que al fijar como punto de referencia el valor de generación de una planta en específico, se pasan por alto las condiciones de eficiencia técnica propias de cada planta, así como las condiciones de contratación que estas tienen en cuanto al suministro de los combustibles requeridos para generar (Ospina & Mosquera, 2016).

En otras palabras, la planta térmica más ineficiente capaz de usar Fuel Oil N°6 no es necesariamente la planta térmica más costosa del sistema, de lo que se deriva que en momentos en que la premisa no se cumpla, es decir, cuando existan plantas con costos de operación superiores a los de la última que emplea Fuel Oil N°6 como combustible de generación, se producirán pérdidas para dichas plantas que, eventualmente, tendrían que entrar a generar por debajo de sus costos cuando el precio de bolsa supere al de escasez (Ospina & Mosquera, 2016).

Además, de la generación actual de energía, el 29,3% está en manos de las térmicas y los combustibles para generar energía, en orden de importancia son gas y carbón. Como alternos están los combustibles líquidos como el ACPM (también conocido como Fuel Oil N°2), Combustóleo (Fuel Oil N°6) y Jet o Queroseno. Los precios de los derivados del petróleo no disminuyen todos de la misma forma. El Fuel Oil N°6 por restricciones ambientales ha ido perdiendo mercado y su relativa abundancia hacen que su caída de precio sea más pronunciada que para el ACPM, el cual no sólo es deficitario en el país, sino que tiene una estructura de precio que en Colombia lo aleja más del Fuel Oil #6. Y esto impacta negativamente a las térmicas que lo utilicen: Termocandelaria 1 y 2; Termovalle 1; Flores 1 y 4B, Termoemcali 1 y Termosierra B (Contraloría General de la República, 2016b).

Esto es validado por (ANDEG, 2017), que especifica algunos aspectos que justifican por qué el precio de escasez no está bien calculado y no da respuesta a los costos de la planta térmica marginal del sistema. Del estudio se concluye que, no es clara la razón de selección del combustible Fuel Oil N°6 para la valoración del precio de escasez, ya que, analizando los precios de los combustibles Fuel Oil N°6 y Fuel Oil N°2, se encuentra una diferencia promedio de 5.04 USD/MBTU; siendo una diferencia fundamental al momento de seleccionar el combustible referente en la valoración del precio de escasez, ya que no se está considerando la planta más costosa del sistema ocasionando pérdidas considerables de energía en firme y eliminando los incentivos de generación para algunas tecnologías.

En segundo lugar, el comportamiento de los aportes hídricos (alta sensibilidad de la capacidad de generación hidráulica) (Dyner et al., 2018). La CREG diagnosticó que el fenómeno de El Niño se prolongó más de lo previsto y su severidad superó ampliamente lo inicialmente anticipado, reduciendo de forma considerable los aportes hídricos al sistema y aumentando la necesidad de contar de forma confiable con generación térmica para satisfacer adecuadamente una mayor demanda de electricidad por parte del Sistema Interconectado Nacional (Contraloría General de la República, 2016b).

El Fenómeno de El Niño es un evento climático que se genera cada cierto número de años por el calentamiento del océano Pacífico. Sus efectos son notables en el norte de la región Pacífica, los departamentos de la región Andina y en los departamentos de la región Caribe (IDEAM, 2023). Y es justamente en las regiones con mayor déficit de precipitaciones en el fenómeno de El Niño donde se encuentran las plantas hidroeléctricas con los embalses más grandes: Antioquia, Cundinamarca, Tolima, Cauca (Arango et al., 2013).

Adicional a esto, lamentablemente, los últimos informes del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (GIEC o IPCC en inglés), a cargo del seguimiento científico de los procesos de calentamiento climático, proyectan un aumento de fenómenos extremos en el futuro y, como lo confirman unos estudios científicos, entonces el cambio climático podría aumentar la frecuencia y/o intensidad de los fenómenos de El Niño en el futuro (Pecasting, 2023).

En apoyo a este punto, (Bersano & Paredes, 2017) sostienen que, el cambio climático representa una amenaza para el desarrollo de fuentes de energía basadas en recursos de la naturaleza, ya que no es posible predecir su comportamiento en el futuro. Además, para Colombia el fenómeno de El Niño ha impactado de manera extrema la disponibilidad de agua en las cuencas más importantes del país; y teniendo en cuenta que el mayor porcentaje de generación en hidráulica, las sequías impactan negativamente el sistema eléctrico nacional.

Esto se evidencia, por ejemplo, en el evento de 1992-1993 donde se registraron cortes en el suministro eléctrico que dieron lugar a programas de racionalización energética. En los años 2009-2010/2013-2014, donde se incrementaron los precios de bolsa de energía. Y el último período crítico para el país en el período 2015-2016, donde la severidad de El Niño dejó algunos embalses en su capacidad mínima mientras que las centrales térmicas tuvieron que funcionar como respaldo. Esto unido a otros incidentes que se presentaron en la operación de algunas centrales hidroeléctricas, que se tradujeron en un controvertido aumento temporal de los precios para los usuarios finales.

Esto muestra la vulnerabilidad en la generación de energía eléctrica del país frente al elevado peso del componente hidráulico, además de la dificultad en las predicciones climáticas y su durabilidad (Arango et al., 2013).

En tercer lugar, el incremento significativo del precio del dólar, que impacta de forma directa en los costos variables de la generación térmica, restándoles competitividad (Dyner et al., 2018).

Como se explicó anteriormente, las centrales térmicas convencionales, también llamadas termoeléctricas convencionales, utilizan combustibles fósiles (gas natural, carbón o fueloil) para generar energía eléctrica mediante un ciclo termodinámico de agua-vapor. Las centrales térmicas convencionales están compuestas de varios elementos que posibilitan la transformación de los combustibles fósiles en energía eléctrica. Sus componentes principales son las calderas, serpentines, turbinas, generadores (Fundación Endesa, 2023b).

De estos elementos, el combustible fósil se convierte en el insumo principal y cuyo precio presenta mayor volatilidad; debido a que desde los años 90's se estableció en Colombia una metodología para establecer los precios de las gasolineras, el diésel, el GLP y el gas natural distribuido, que tienen como referencia los precios internacionales, cuya metodología parte del ingreso para el productor, Ecopetrol, las empresas de GLP y gas natural, a la vez que está vinculado a los precios internacionales de exportación o importación. Esto provoca que el costo nacional dependa directamente de los sucesos geopolíticos externos y de variabilidades propias de producción de otros países, los cuales no se pueden controlar internamente, generando alta incertidumbre (Otero, 2022).

Además, varios determinantes del precio de bolsa están denominados en dólares de los Estados Unidos (USD) (precio regulado del gas natural, CERE, Precio de Escasez, precio del Fuel Oil, gas natural), lo que hace que la tasa de cambio se convierta en un determinante fundamental del precio de generación, especialmente de la generación térmica (Millán et al., 2022b).

Por ejemplo, el año 2008 fue un año especialmente volátil para los precios del crudo, lo que afectó los precios de otros combustibles como el gas natural y el carbón y, por ende, el precio de bolsa. El Precio de Escasez, que define el valor a el cual se hacen exigibles físicamente las entregas de los generadores que reciben el cargo por confiabilidad está indexado al valor del New York Harbor, Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price CIF del mes anterior. Igualmente, el precio del gas natural en la Guajira está indexado al cambio semestral de ese valor, de acuerdo con una fórmula. Como consecuencia de lo anterior, el precio del gas natural regulado en la Guajira subió un 80% entre agosto de 2008 y enero de 2009, en comparación con los precios vigentes en el segundo semestre de 2007 (Millán et al., 2022b).

Por esto, la tasa de cambio afecta de manera diversa la formación del precio, debido a que varios factores, en adición a los ya mencionados precios del Fuel Oil y del Gas Natural, están denominados en dólares. De acuerdo con los generadores térmicos, un porcentaje elevado (más del 80%) de sus costos variables están denominados en esa moneda porque, además del combustible, pesan de manera especial los mantenimientos y repuestos, lo que exige una cobertura al riesgo de tasa de cambio. Adicionalmente, el Costo Equivalente Real de Energía (CERE), que es el valor del cargo por confiabilidad que se cobra a través de la bolsa y que, junto con el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas (FAZNI), constituye el piso de la bolsa, está igualmente denominado en dólares. Por ejemplo, durante el segundo semestre de 2008 la tasa de cambio experimentó un alza de 26,3% con respecto a la tasa vigente en el mismo período de 2007, sustancialmente mayor que en el período de referencia, multiplicando así el efecto de los incrementos en los precios de los combustibles (Millán et al., 2022b).

En cuarto lugar, está la limitada oferta de gas natural y los incumplimientos en los proyectos de expansión en la infraestructura de transporte de este recurso (Dyner et al., 2018).

La continuidad del abastecimiento es el reto de política energética y regulatoria más importante. Es claro que, en la actualidad, a pesar de que parece que existen reservas amplias, no hay oferta de gas en firme suficiente por problemas de sobrerregulación del mercado y concentración en la producción y transporte, entre los más importantes. Por el lado de la oferta, el país permanece todavía subexplorado y las reservas de gas natural no han crecido a la misma velocidad de la demanda en la última década. Este hecho está claramente relacionado con la sobrerregulación, incluido el precio, que le quita atractivo a la inversión. Las debilidades del desarrollo del mercado de gas se miden por dos grandes ausencias: no existe el negocio de almacenamiento y no existe un mercado secundario estructurado de gas. El desestimulo al gas natural y los problemas que surgen de la obligación de contratación firme de gas para acceder a los pagos de la prima del cargo por confiabilidad, tienden a aumentar el precio de generación (Millán et al., 2022b).

Esto se evidencia con la caída en la producción y autoabastecimiento nacional los últimos años. En departamentos como la Guajira, la producción de gas se ha reducido: pasó de 187 millones de pies cúbicos (MMC) en 2018 a tan solo 48 MMC en 2021. Lo mismo pasa en Córdoba donde –a causa de que Canacol Energy no opera al 100%– la producción de gas está disminuida (Valencia, 2023).

Sumado a lo anterior, la situación se hace más compleja cuando se observa el comportamiento del mercado. Hay un aumento creciente de la demanda de gas en el país: en tan solo cinco años los usuarios en Colombia –que lo componen: hogares, industria y comercio– pasaron de 9,2 millones en 2018 a 10,7 millones en 2023. Lo que ha generado una presión alta y creciente por la prestación del servicio. Esto ha provocado una dependencia cada vez mayor de las importaciones de gas natural licuado (GNL). Según las cifras del Asociación Nacional de Empresas Generadoras (Andeg), el país se ha convertido en un importador neto de este combustible. En agosto de este año, las importaciones habían aumentado en un 60% más que el año pasado, triplicando los niveles de 2021 (Valencia, 2023).

Y teniendo en cuenta que, el país se encuentra atravesando el fenómeno climático de El Niño (que se extenderá hasta el 2024), esto hará que la probabilidad de importación de gas natural licuado (GNL) aumente para mantener las operaciones de las empresas hidroeléctricas y con ello el precio de la generación térmica (Valencia, 2023).

Por otro lado, hay una evidente fragilidad en el transporte del gas en el país. Como lo señaló Jorge Linero, el presidente de Gas de Canacol Energy en una entrevista a El Espectador (Sáenz, 2021): “La situación de racionamiento anunciada recientemente por el Gobierno, producto de la convergencia de mantenimientos programados y eventos de fuerza mayor, ratifica una vez más la imperiosa necesidad que tiene el país de interconectar los sistemas de transporte del Caribe y el interior para tener flexibilidad y capacidad de respuesta ante imprevistos”.

Además, el sistema regulatorio hace que sea difícil expandir el sistema de transporte, además de convertirlo en uno de los más caros del mundo. Esto lo reconoce Naturgás, gremio que agrupa a las empresas productoras del combustible, el cual afirma que durante los últimos veinte años se han aumentado los kilómetros de tubería. Sin embargo, considera que se hace necesario ejecutar



pronto las obras de transporte, incluidas en el Plan de Abastecimiento de Gas, que permitan flexibilidad de los flujos de gas en todo el país, contribuyendo a aumentar la confiabilidad del servicio (Sáenz, 2021).

Y finalmente, el manejo inadecuado de los recursos del cargo (Contraloría General de la República, 2016b).

Bajo el supuesto de que, para tener disponibilidad de plantas, se hacen necesarias las labores de mantenimiento e inversión; labores que tienen costos, las empresas que fueron analizadas (EPM, Emgesa, Chivor, etc.) en general muestran que estas actividades pueden ser cubiertas mediante el Cargo por Confiabilidad. Sin embargo, estos recursos se registran en los Estados de Resultados, simplemente como Ingresos Operacionales, reflejándose al final del ejercicio en la Utilidad Neta, después de haber descontado los gastos de la empresa durante el periodo (Contraloría General de la República, 2016b).

En otras palabras, estos recursos se convierten parte del efectivo que la empresa destina para financiar la totalidad de sus actividades de operación e inversión año a año. Esto no es deseable en la medida en que los recursos del Cargo por Confiabilidad son financiados por los usuarios y deben destinarse únicamente a mantener operativos los activos comprometidos en el Esquema y no a financiar toda la operación de una empresa; esta condición trae como riesgo adicional que las empresas con márgenes de maniobra estrechos (poco efectivo disponible), presenten problemas de liquidez e incluso tengan que operar a pérdida (Contraloría General de la República, 2016b).

A continuación, en la [Tabla 9](#), se realiza una breve síntesis de las falencias encontradas y descritas en este capítulo.

**Tabla 9. Falencias del Cargo por Confiabilidad en Colombia.**

<b>FALENCIAS DEL CARGO POR CONFIABILIDAD EN COLOMBIA</b>	
<b>Ítem</b>	<b>Descripción</b>
1	La fórmula de cálculo del precio de escasez (PE), que ocasionó grandes pérdidas económicas a los generadores térmicos, causado principalmente por la caída internacional del precio del petróleo que incide de manera directa en el precio del Fuel Oil N°6 y que es uno de los indicadores que forma parte del cálculo del PE (Dyner et al., 2018), (ANDEG, 2017)
2	El comportamiento de los aportes hídricos (alta sensibilidad de la capacidad de generación hidráulica) (Dyner et al., 2018), (Bersano & Paredes, 2017)
3	El incremento significativo del precio del dólar, que impacta de forma directa en los costos variables de la generación térmica, restándoles competitividad (Dyner et al., 2018).
4	La limitada oferta de gas natural y los incumplimientos en los proyectos de expansión en la infraestructura de transporte de este recurso (Dyner et al., 2018).
5	El manejo inadecuado de los recursos del cargo (Contraloría General de la República, 2016b).

En la Tabla 9, se sintetizan las falencias encontradas no solo en la implementación del cargo por confiabilidad sino en el sistema eléctrico nacional, no siendo estrictamente las únicas que se puedan abordar, pero sí de las más importantes que se identificaron. En el próximo capítulo se presentan propuestas que permitan ajustar y mejorar el funcionamiento del cargo y el mercado en Colombia, las cuales tienen como base los hallazgos de este capítulo y lo estudiado en los mecanismos de capacidad de los países seleccionados: Estados Unidos con PJM, Reino Unido, Francia y el Occidente de Australia.

## 7. Propuesta de ajustes al actual mecanismo de cargo por confiabilidad del sector eléctrico colombiano

De acuerdo con lo estudiado en el capítulo 6, tanto el cargo por confiabilidad como el sector eléctrico en Colombia, presentan desafíos en su funcionamiento que deben ser atendidos, buscando el mejor desempeño del sector y del cargo en próximos eventos climatológicos críticos (fenómeno de El Niño). Por esto, teniendo en cuenta los mercados de capacidad de los países internacionales seleccionados y su funcionamiento, se hace un paralelo donde sus puntos a favor puedan nutrir los ajustes que requiere el cargo por confiabilidad y el sector eléctrico de Colombia.

De esta manera, se aborda cada falencia encontrada en el capítulo 6, y se propone el ajuste correspondiente, si lo hay, de acuerdo con lo encontrado en los mercados de capacidad de los países seleccionados y si hay lugar, a información de otros autores.

### 7.1. Fórmula de cálculo del Precio de Escasez

Como se mencionó en el capítulo anterior, la forma en que se calcula actualmente el precio de escasez no permite cubrir de manera correcta todos los costos, fijos y variables, de las plantas térmicas generadoras. Una de las razones, es que al tener como base solo el Fuel Oil N°6 para la determinación, se deja de lado una realidad del sector, y es que son otros los combustibles que se utilizan en la generación térmica (gas, carbón, ACPM, Jet), y que todos presentan costos diferentes y variaciones diferentes de acuerdo con su disponibilidad y a los precios tanto nacionales e internacionales de los mismos.

Sumado a esto, todas las plantas de generación térmica presentan costos y condiciones de operación muy diferentes que desembocan a que cada una tenga una eficiencia de generación variada y no constante en el tiempo, es decir, debido al uso y los mantenimientos preventivos y correctivos, una planta puede ir perdiendo eficiencia en el tiempo, lo que conlleva a que sus costos de operación puedan ir aumentando debido a la periodicidad de las intervenciones y, sin duda alguna, al tipo de combustible utilizado.

Dicho lo anterior, y teniendo en cuenta que, a 2023 el parque de generación térmico está conformado por 56 plantas que suman una capacidad instalada de 5.009 MW, de las cuales el 42% utiliza el gas natural, el 33% consumen carbón y el 25% remanente emplean combustibles líquidos (Jet-A1, diésel o fuel Oil) (Morales et al., 2023); una alternativa es que el cálculo del precio de escasez se realice con base en el precio del gas natural.

Esto porque el gas natural se ha convertido en una de las fuentes de energía más utilizadas y una herramienta fundamental para el desarrollo de la transición energética, debido a menores precios frente a otros recursos, mayores eficiencias, menores emisiones de gases efecto invernadero en relación con otros recursos fósiles y celeridad en construcción de las centrales de generación. Adicionalmente en el proceso de transición energética el gas natural y las energías renovables constituyen una mezcla básica para garantizar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento del servicio de electricidad (Morales et al., 2023).

Como lo menciona la (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016), para encontrar el nivel propuesto se debe tener en cuenta el costo de suministro del gas en un mercado de referencia competitivo, que, por su cercanía a la costa nacional, se haría viable tomar los precios de Henry Hub. Sumado a este precio, se deben tener en cuenta los costos de licuefacción, del transporte por gasoducto y buque, los costos de regasificación, los costos variables de operación y mantenimiento, los otros costos variables y utilizar el heatrate de la planta más ineficiente que utilice gas natural. Actualizando mensualmente el precio con la tasa representativa del mercado y con la variación del precio en el mercado referencia seleccionado, es decir, el Henry Hub.

## **7.2. El comportamiento de los aportes hídricos (alta sensibilidad de la capacidad de generación hidráulica)**

Como ya se mencionó con anterioridad, la matriz de generación eléctrica de Colombia está dominada en casi un 70% por las plantas hidroeléctricas, lo que significa que el recurso vital para poder abastecer de electricidad al país es, sin duda alguna, el recurso hídrico. Sin embargo, según lo expuesto en el capítulo 6, debido al cambio climático y a la variabilidad climatológica que presenta el país, sobre todo en los períodos donde ocurre el fenómeno de El Niño, la disponibilidad del recurso hídrico decrece, y con esto, la capacidad de generación hidráulica, poniendo en riesgo el abastecimiento eléctrico en el país.

Por este motivo, y con el fin de que la generación eléctrica no sea altamente sensible al aporte hídrico del país, es necesario diversificar la matriz de generación, y así, soportar de manera más equilibrada la demanda de electricidad del país; así como se visualiza en los países estudiados en el capítulo 5.

En el caso de Estados Unidos, como se observa en la Figura 2, se tiene una matriz en la cual el aporte de cada recurso de generación oscila entre el 18.2% y el 39.8%, y aunque como en la mayoría de los países hay un recurso que lidera la generación de electricidad, en este caso, el gas natural, no llega al 50% de aporte en la matriz y está respaldado por una variedad de recursos que minimiza el riesgo de desabastecimiento.

En el caso de Francia, aunque es evidente que las centrales nucleares tienen casi el 64% de aporte a la generación eléctrica, una mayoría indiscutible, al igual que Colombia con respecto a las hidroeléctricas, los demás recursos de generación aportan de manera equilibrada en la matriz; a diferencia de Colombia que, como segundo gran recurso está la termoelectricidad, con casi el 30% restante de la matriz. Es decir, una matriz dominada solo por dos recursos de generación eléctrica, lo que aumenta el riesgo en el desabastecimiento de energía eléctrica, como se evidenció en El Niño de 2015 – 2016, donde sumado al déficit del recurso hídrico, se presentaron fallas en las termoeléctricas más importantes del país. Por lo cual, al no contar con otros recursos, el país queda a la deriva para suplir la demanda eléctrica.

Hay que considerar que los recursos de generación que se incorporen deberían tener bajos o nulos aportes de gases contaminantes al medioambiente, lo cual es un propósito de todos los países del mundo con el fin de mitigar el cambio climático.

Esto es expuesto también por (Asmar, 2022), quien en la editorial La República afirma que, uno de los principales desafíos que enfrenta el proceso de transición energética es lograr la diversificación de la matriz, al mismo tiempo que se garantiza la confiabilidad y el abastecimiento de los servicios públicos de electricidad y gas natural. Esto debido a que, en Colombia, la matriz energética está compuesta en 67% por fuentes hidráulicas, lo que genera una dependencia a los aportes hídricos que lleguen en las cuencas de los ríos. Esta situación, en un contexto como el fenómeno de El Niño, hace que el sistema sea vulnerable.

Por otro lado, el gobierno en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2023 – 2037, expresa que, la expansión de todos los escenarios muestra una gran participación de fuentes renovables, principalmente eólico y solar; siendo los recursos que presentan el mayor crecimiento en la expansión de la matriz de generación, pasando de una participación de aproximadamente 2% en la actualidad, hasta alcanzar valores entre el 27% y 40% al final de 2037 (Andrés et al., 2023).

En este escenario, el alto riesgo de desabastecimiento de energía eléctrica del país podría disminuir y, en consecuencia, lograr un equilibrio que permita suplir la demanda sin la alta dependencia de solo un recurso de generación.

### **7.3. El incremento significativo del precio del dólar, que impacta de forma directa en los costos variables de la generación térmica**

De acuerdo con lo mencionado en el capítulo 6, uno de los recursos más importantes en la generación térmica en Colombia es el combustible. Y como el dólar estadounidense es la moneda que se utiliza en la mayoría de las transacciones internacionales, incluyendo el petróleo (Universidad de la Sabana, 2023), una variación en el precio del dólar afecta los costos de la generación en el país inmediatamente.

Y esto no es algo de ahora, el dólar ha sido la moneda principal con la que se mueve el mundo desde el fin de la Segunda Guerra Mundial hasta la actualidad. Y al menos tres factores lo explican: las reservas de divisas, los contratos de materias primas y las transacciones financieras internacionales. Cerca del 60% de las reservas de divisas de los distintos bancos centrales están invertidas en activos dolarizados; además, los contratos para la compraventa de materias primas se fijan y pagan en dólares, incluso los del petróleo. Y, finalmente, el dólar se usa para realizar gran parte de las transacciones financieras internacionales (CNN Español, 2022).

En consecuencia, los costos variables de generación térmica se van a ver afectados por el precio del dólar, y a su variación e indexación en el país; ya que, sin importar el combustible utilizado, estará vinculado a la variación de precios en el mercado internacional. Se podría pensar en un fondo de estabilización del precio del dólar para los costos de generación del sector eléctrico, como lo es el fondo de estabilización de precios de los combustibles, el cual tiene como objetivo atenuar en el mercado colombiano el impacto de las fluctuaciones que los precios de los combustibles tienen en los mercados internacionales. De esta manera, el Fondo evita que el precio nacional experimente un aumento sustancial si hay un incremento drástico y repentino en los precios internacionales (Ministerio de Hacienda, 2024).

#### **7.4. La limitada oferta de gas natural y los incumplimientos en los proyectos de expansión en la infraestructura de transporte de este recurso**

En este punto, como se mencionó en el capítulo 6, el país permanece todavía subexplorado y las reservas de gas natural no han crecido a la misma velocidad de la demanda en la última década, además, de todos los desincentivos regulatorios que existen en el país (Millán et al., 2022b). A esto sumado que, debido a la alta demanda de gas natural en todos los sectores del país: industria, comercio, hogares, el gas que se extrae actualmente no es suficiente y esto implica que hay una necesidad de importar, y cada día, mayores cantidades (Valencia, 2023).

Debido a esto, es necesario que Colombia le apueste a la exploración onshore y offshore de gas natural, que permita aumentar las reservas del país y generar con esto una mayor seguridad en el suministro del recurso para la generación de electricidad en el país, además de poder suplir las necesidades de gas de los demás sectores que lo demandan actualmente.

En el caso de PJM en los Estados Unidos, cuya matriz de generación está impulsada principalmente por el gas natural, se han desarrollado técnicas avanzadas de fracturación hidráulica (Fracking), cuya eficiencia ha permitido tener un crecimiento sustancial en la producción del gas natural; aprovechando las abundantes formaciones de gas en Pensilvania, Ohio y Virginia Occidental, creciendo para 2020 un 1300% (PJM, 2023d).

Sumado a la baja disponibilidad de gas en el territorio, está la importación del gas de otros países, lo cual se da actualmente y, la probabilidad de que aumente esta importación es muy alta, debido al fenómeno de El Niño que se vive actualmente y que se extenderá hasta el 2024; y a la demanda alterna de los demás sectores (Valencia, 2023). En este punto, es vital que Colombia como opción complementaria, puede contar con aliados estratégicos de la región como Venezuela (debido a que este país se encuentran las segundas mayores reservas de gas natural del hemisferio occidental (Bloomberg, 2023) y fortalecer sus lazos con Estados Unidos (que es el país con mayor producción de gas natural a nivel mundial (Enerdata, 2023b), buscando no solo abastecerse de gas natural sino contar con precios competitivos que eviten un aumento desproporcional del costo del gas para la generación eléctrica.

Como por ejemplo en Reino Unido, donde las importaciones del país alcanzaron un nivel récord para 2022, con un aumento del 74%. Y sumado a esto, el Reino Unido tiene la segunda infraestructura de regasificación de GNL más grande de Europa (después de España) y su producción bruta de gas aumentó un 16 por ciento en 2022 en comparación con un mínimo histórico en 2021 (Heaton, 2022).

Sin embargo, una limitante a esto es la actual prohibición del Fracking en Colombia: El senado de la república con 62 votos por el sí y 9 en contra, aprobó el proyecto que prohíbe el fracking, la exploración y producción de los Yacimientos No Convencionales (YNC) de Hidrocarburos, se ordena la reformulación de la política de transición energética y se dictan otras disposiciones

(García, 2023). A pesar de esto, es necesario evaluar los riesgos y la probabilidad del desabastecimiento de gas para la generación de electricidad, que podría traer impactos negativos a corto plazo para todos los sectores del país.

### **7.5. El manejo inadecuado de los recursos del cargo**

Y finalmente, se encuentra el manejo inadecuado que se le da a los recursos del cargo por confiabilidad por parte de los generadores. Como se mencionó finalizando el capítulo 6, los generadores que reciben el cargo por confiabilidad, que es financiado por los consumidores, emplean el recurso en gastos generales de operación. Sin embargo, los recursos del cargo son, como están pensados, para solamente mantener operativos los activos comprometidos en la confiabilidad de la generación eléctrica, ya sea en labores de mantenimiento preventivo y correctivo, inversión, reservas en combustible, etc. Por lo tanto, utilizarlos en labores ajenas a esto, pone en riesgo la generación continua y eficiente de electricidad cuando se activen las obligaciones de energía firme.

Por lo tanto, se hace imprescindible la vigilancia periódica de todos los generadores que reciben el cargo por confiabilidad durante el período del contrato, como mínimo anualmente. Esto con el objetivo de validar la inversión del recurso de cargo por confiabilidad en lo que debe ser estrictamente usado, para así poder verificar que el recurso estará disponible en el momento que se requiera, y no dejar a la deriva el sistema. Y de no tener el recurso disponible, poder buscar otras alternativas para adquirir la capacidad restante que sería deficitaria en el momento de activación de las obligaciones de energía en firme.

Un claro ejemplo es lo que ocurre en Reino Unido, donde existe una subasta denominada T-1, que es una subasta de recarga justo antes de cada año de entrega, que generalmente se utiliza, en el caso de Reino Unido, para los sitios que no estaban listos a tiempo para la subasta principal (Flexitricity, 2023). Ya trayéndolo a la realidad de Colombia, realizar estas verificaciones anuales le permitiría al sistema reconocer la capacidad deficitaria y realizar subastas de recarga antes de los años de entrega, con el fin de adquirir la energía requerida por la demanda.

Con los ajustes expuestos para las falencias estudiadas del actual cargo por confiabilidad en el mercado eléctrico colombiano, se hace evidente que no solo el cargo por sí solo requiere ser estudiado y ajustado, sino que como tal el mercado eléctrico debe evolucionar y adaptarse a las necesidades que Colombia como país tiene, y a los cambios climatológicos que se experimentan día a día con mayor intensidad. Con esto claro, se procede a exponer en el siguiente capítulo a las conclusiones que se llega con el actual trabajo de grado y el posible trabajo futuro que se puede desencadenar a partir de este trabajo.

## 8. Conclusiones y Trabajo Futuro

### 8.1. Conclusiones generales del trabajo final

En el presente Trabajo Final, se abordó el actual cargo por confiabilidad del mercado eléctrico colombiano, a partir de una revisión exploratoria y analítica de información local y de otros países que cuentan con mercados de capacidad. Con la información recopilada, se propusieron algunos ajustes tanto al cargo por confiabilidad como al sistema eléctrico colombiano.

Las variaciones climáticas y el fenómeno de El Niño en Colombia se han convertido en dos piezas claves que afectan directamente la seguridad del suministro de energía eléctrica en Colombia, debido a la alta dependencia del recurso hídrico en la matriz de generación en el país. Por esto, el cargo por confiabilidad surge como mecanismo para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica en períodos climatológicos críticos, en el caso de Colombia, en períodos de sequía (fenómeno de El Niño).

Sin embargo, durante períodos anteriores donde se presentaron condiciones críticas en la disponibilidad del recurso hídrico, el cargo por confiabilidad no fue suficiente para evitar el riesgo de racionamiento de energía en Colombia.

Por esto, a lo largo del trabajo se presentaron y analizaron mercados de capacidad de otros países, en los que se incluyeron sus objetivos, funcionamiento y remuneración, para comprender diferentes mercados de capacidad y a partir de ellos, y de lo vivido en el último fenómeno de El Niño en Colombia (2015-2016), enfocar las posibilidades de mejora o ajustes que puede tener el cargo por confiabilidad y el sistema eléctrico.

A continuación, se presentan las conclusiones de los objetivos específicos y general del presente Trabajo Final.

### 8.2. Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos

#### 8.2.1. Objetivo específico 1

Caracterizar los mercados de capacidad existentes en algunos países seleccionados.

En el capítulo 5 se presentó inicialmente el método de selección de los 4 países internacionales que fueron objeto de estudio. Posteriormente, se realizó el análisis del mercado eléctrico de cada país, hasta llegar a la caracterización del mercado de capacidad en sus objetivos, funcionamiento y remuneración.

En este capítulo se concluyó que en los mercados de capacidad de los países seleccionados: Estados Unidos con PJM, Francia, Reino Unido y Australia Occidental, es el consumidor el que paga la confiabilidad del sistema eléctrico en momentos de escasez o tensión. Que particularmente, en Australia Occidental la adquisición de la obligación no se hace vía subasta, como en los demás países seleccionados, sino vía certificación administrativa. Y que la obligación adquirida por los países se activa o se hace efectiva en eventos climatológicos extremos, donde hay escasez de



recursos de generación o en momentos de tensión del sistema; donde la alarma se enciende cuando hay eventos de pérdida de carga, cada uno establecido según la máxima pérdida que puede soportar el sistema sin que se vea afectada la “entrega” de electricidad al consumidor. Además, en cada país, el mecanismo le paga al generador (parte obligada) un precio de compensación durante la duración del contrato, con la finalidad de que tenga los recursos para garantizar el suministro, ya sea por inversión en nueva generación o por mantenimiento de lo existente.

### **8.2.2. Objetivo específico 2**

Identificar las falencias del mercado de capacidad actual en el sector eléctrico colombiano.

En el capítulo 6 se presentaron las falencias encontradas no solo en la implementación del cargo por confiabilidad sino en el sistema eléctrico de Colombia, no siendo estrictamente las únicas que se puedan abordar, pero sí las más importantes que se identificaron.

En este capítulo se concluye que 5 de las principales falencias del actual cargo por confiabilidad son: (1) el cálculo del precio de escasez, (2) el comportamiento de los aportes hídricos (alta sensibilidad de la capacidad de generación hidráulica), (3) el incremento significativo del precio del dólar que impacta de forma directa en los costos variables de la generación térmica, (4) la limitada oferta de gas natural y los incumplimientos en los proyectos de expansión en la infraestructura de transporte de este recurso y (5) el manejo inadecuado de los recursos del cargo.

### **8.2.3. Objetivo general**

Proponer ajustes al actual mecanismo de cargo por confiabilidad del sector eléctrico colombiano.

De acuerdo con lo desarrollado en los capítulos 5 y 6, se presentan en el capítulo 7 los ajustes o mejoras al cargo por confiabilidad y al sistema eléctrico de Colombia. Para esto, según lo analizado sobre los mercados de capacidad de Estados Unidos con PJM, Francia, Reino Unido y Australia Occidental, se toman los puntos o aspectos positivos encontrados en dichos mercados, para traerlos al caso de Colombia y así enfocar las posibilidades de mejora o ajustes que puede tener el cargo por confiabilidad y el sistema eléctrico, de acuerdo con lo que ha funcionado en los otros países o permite que sus mercados de capacidad presenten un funcionamiento adecuado en períodos de escasez o alta tensión.

Se concluye en el capítulo 7 que como propuesta de ajuste para la primera falencia que fue el cálculo del precio de escasez, que una alternativa para abordar esta falencia es que el cálculo del precio de escasez se realice con base en el precio del gas natural, ya que, además de ser el combustible más utilizado actualmente en generación térmica con el 42%, el gas natural se ha convertido en una de las fuentes de energía más utilizadas y una herramienta fundamental para el desarrollo de la transición energética.

Como ajuste a la segunda falencia que fue el comportamiento de los aportes hídricos (alta sensibilidad de la capacidad de generación hidráulica), se propone migrar de manera acelerada

hacia la diversificación de la matriz de generación, donde los demás recursos puedan tener una participación mayor y así, soportar de manera más equilibrada la demanda de electricidad del país, dejando atrás la alta dependencia de solo un recurso de generación.

Con respecto a la tercera falencia que fue el incremento significativo del precio del dólar, que impacta de forma directa en los costos variables de la generación térmica, se concluye en el capítulo 7 que, al estar los combustibles, todos sin excepción, sujetos al cambio en el precio del dólar, ya sea por su variación a nivel internacional o por la indexación que se hace en el país, los costos variables de la generación térmica siempre se verán afectados por el precio del dólar. Dado que la materia prima principal de generación térmica es este: el combustible.

La cuarta falencia es la limitada oferta de gas natural y los incumplimientos en los proyectos de expansión en la infraestructura de transporte de este recurso, se propuso que Colombia debe apostarle a la exploración de gas natural, que permita aumentar las reservas del país y generar con esto una mayor seguridad en el suministro del recurso para la generación de electricidad, además de poder suplir las necesidades de gas de los demás sectores que lo demandan actualmente en el país.

Y finalmente, para la quinta falencia que es el manejo inadecuado de los recursos del cargo por confiabilidad, se propuso la vigilancia periódica de todos los generadores que reciben el cargo por confiabilidad durante el período del contrato, como mínimo anualmente. Esto con el objetivo de validar la inversión del recurso de cargo por confiabilidad en lo que debe ser estrictamente usado, para así poder verificar que el recurso estará disponible en el momento que se requiera. Y de no tener el recurso disponible, poder buscar otras alternativas para adquirir la capacidad restante que sería deficitaria en el momento de activación de las obligaciones de energía en firme, como las subastas complementarias o de emergencia.

### **8.3. Trabajo futuro**

Dando continuidad a este Trabajo Final, quedan diferentes líneas abiertas en las cuales es posible continuar investigando con la finalidad de generar conocimiento de calidad que sirva para la toma de decisiones. Algunas son:

Revisar cada uno de los parámetros que hacen parte del cálculo del precio de escasez y simular que puede ser objeto de mejora o cambio, con el fin de que el cargo por confiabilidad se ajuste a las necesidades del generador y del sistema.

Sería importante modelar la oferta de gas en Colombia y en otros países en la región, con el fin de revisar las reservas, intercambios y evaluar la seguridad de su suministro.

## 9. Referencias

- AEMO. (2023a). *Wholesale Electricity Market Design Summary*.
- AEMO. (2023b). *About the Wholesale Electricity Market (WEM)*. Aemo.Com.Au. <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/wholesale-electricity-market-wem/about-the-wholesale-electricity-market-wa-wem>
- AEMO. (2023c). *Reserve Capacity Price*. Aemo.Com.Au. <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/wholesale-electricity-market-wem/wa-reserve-capacity-mechanism/reserve-capacity-price#:~:text=The administrative Reserve Capacity Price,set in the WEM Rules.>
- AEMO. (2023d). *Reserve Capacity Price*. Aemo.Com.Au. <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/wholesale-electricity-market-wem/wa-reserve-capacity-mechanism/reserve-capacity-price#:~:text=The administrative Reserve Capacity Price,set in the WEM Rules.>
- AEMO. (2023e). *Wholesale Electricity Market (WEM)*. Aemo.Com.Au. <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/wholesale-electricity-market-wem>
- ANDEG. (2017). *Un segundo análisis del precio de escasez*.
- Andrés, O., Morales, C., Andrés, J., Gil, M., De, G., Upme, G., Beleño, L. A. H., Aldana, A., Henry, U., Zapata, J., Segura López, A., Fernando, C., Franco, V., Hernando, M., Ruiz, M., Tobías, F., & Cañón, O. (2023). *Plan Indicativo de Expansión de la Generación*.
- Anuta, O. H., Taylor, P., Jones, D., McEntee, T., & Wade, N. (2014). An international review of the implications of regulatory and electricity market structures on the emergence of grid scale electricity storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 489–508. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.06.006>
- Arango, S., López, J. A., Medina, G., Domínguez, E., Uribe, E., Zapata, W., Martínez, J. F., & Correa, C. (2013). *Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático*.
- Arango, S., Restrepo, M. I., & Vélez, L. G. (2011). La confiabilidad en los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano de cargo por confiabilidad. *Cuadernos de Economía*, 31(56), 199–223.
- Asmar, S. (2022, September 15). *Diversificar la matriz y cuidado del planeta, hacia una transición energética justa y sostenible*. Larepublica.Co/.

- Australian Government. (2023). *National Electricity Market*. Energy.Gov.Au. <https://www.energy.gov.au/government-priorities/energy-markets/national-electricity-market-nem>
- Bedoya, J. C., Rodas, E. A., & García, D. F. (2016). Descripción de los Aspectos Comerciales del Esquema del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Eléctrico Colombiano. *Scientia et Technica*, 21(1), 5–14.
- Bell, P. L. (2012). Geografía, Topografía y Clima Colombia. *Colombia: Manual Comercial e Industrial*, 37–50.
- Bersano, L., & Paredes, J. R. (2017). *En Colombia, el fenómeno del Niño, nos pone a prueba*. Blogs.Iadb.Org. <https://blogs.iadb.org/energia/es/2406/>
- Bloomberg. (2023, June 16). *El gas, el “salvavidas” de Venezuela para reactivar su economía*. Portafolio.
- Brigard Urrutia. (2023). *CREG define fecha de asignación para el Cargo por Confiabilidad*. Bu.Com.Co. <https://www.bu.com.co/es/insights/noticias/creg-define-fecha-de-asignacion-para-el-cargo-por-confiabilidad>
- Carabott, M., & Wallington, B. (2022). *WA capacity charges – What are they, and how can they reduce my electricity bill*. Leadingedgeenergy.Com.Au. <https://www.leadingedgeenergy.com.au/blog/wa-capacity-charges/>
- Cárdena, T. (2017). El Niño, la crisis energética y las lecciones que se aprendieron. *El Eafitense*. <https://www.eafit.edu.co/medios/eleafitense/110/Paginas/el-nino-crisis-energetica.aspx>
- Celsia Energía. (2021). *Documento de trabajo sobre el Sistema Interconectado Nacional, SIN*. 1–4.
- Chacón, M. (2023, November 6). Fenómeno de El Niño inicia oficialmente: su mayor intensidad empezaría desde noviembre. *El Tiempo*. <https://www.eltiempo.com/vida/medio-ambiente/fenomeno-de-el-nino-inicia-oficialmente-su-mayor-intensidad-empezaria-desde-noviembre-823093#:~:text=Mateo%20Chac%C3%B3n%20Orduz%20de%20noviembre%202023%2C%2012%3A00%20A.,M.&text=El%20Instituto%20de%20Hidrolog%C3%ADa%20Meteorolog%C3%ADa,t%C3%A9cnicos%20para%20esta%20declaratoria%20oficial>.
- Chestney, N. (2022, February 16). *UK electricity capacity auction clears at highest ever price*. Reuters. <https://www.reuters.com/world/uk/uk-electricity-capacity-auction-clears-highest-ever-price-2022-02-16/>
- CNN Español. (2022). *¿Por qué el dólar estadounidense es la principal moneda del mundo?* Cnnespanol.Cnn.Com. <https://cnnespanol.cnn.com/2022/08/08/por-que-el-dolar-estadounidense-es-la-principal-moneda-del-mundo-orix/>

- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1996). *Cargo por capacidad*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2007). *Resolución No.071 ( 03 ct. 2006 )*. <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/243937481e5177820525785a007a6f75?OpenDocument#:~:text=Cargo por Confiabilidad%3A Remuneración que,Subasta para la Asignación de>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2016). *ALTERNATIVAS PARA DEFINIR EL PRECIO DE ESCASEZ*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2023a). *Energía firme para el cargo por confiabilidad (enficc)*. <https://www.creg.gov.co/>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2023b). *Historia en Colombia*. CREG.Gov.Co.
- Consulting, C. (2020). *Capacity markets and energy-only markets-a survey of recent developments*. February, 46.
- Contraloría General de la República. (2016a). *Informe de resultados de la actuación especial de fiscalización sobre el manejo de recursos del cargo por confiabilidad. 1*, 1–57.
- Contraloría General de la República. (2016b). *Informe de resultados de la actuación especial de fiscalización sobre el manejo de recursos del cargo por confiabilidad. 1*, 1–57. <https://observatoriofiscal.contraloria.gov.co/Publicaciones/El Manejo de Recursos del Cargo por Confiabilidad.pdf>
- Contreras, D. (2016). El impacto de El Niño en Colombia. *Fasecolda*, 42–46.
- Cour des Comptes. (2022). *Organisation of the Electricity Markets* (Issue July).
- Cramton, P., & Ockenfels, A. (2012). Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector. *Zeitschrift Für Energiewirtschaft*, 36(2), 113–134. <https://doi.org/10.1007/s12398-012-0084-2>
- CREG. (2006a). *Cargo por Confiabilidad*. 87.
- CREG. (2006b). *Cargo por Confiabilidad*. 87. <http://www.xm.com.co/Promocin Primera Subasta de Energa Firme/abc2.pdf>
- CREG. (2024). *Compilación del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica*. [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ru\\_creg\\_cc.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ru_creg_cc.htm)
- Dahiru, A. T., Daud, D., Tan, C. W., Jagun, Z. T., Samsudin, S., & Dobi, A. M. (2023). A comprehensive review of demand side management in distributed grids based on real estate perspectives. *Environmental Science and Pollution Research*. <https://doi.org/10.1007/s11356-023-25146-x>

- Datosmacros.com. (2023). *Población*. Datosmacro.Expansion.Com. <https://datosmacro.expansion.com/demografia/poblacion>
- Duque, J. P. B., García, J. J., & Velásquez, H. (2016). Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia. *Cuadernos de Economía (Colombia)*, 35(68), 491–519. <https://doi.org/10.15446/cuad.econ.v35n68.52732>
- Dyner, I., Franco, C. J., Cadavid, L., García, A., Giraldo, E. A., Giraldo, J. E., Gómez, D. F., Nieto, M. J., Rodríguez, R., & Quiceno, G. (2018). *Ocaso de un paradigma. Hacia un nuevo modelo eléctrico* (I. Dyner & C. J. Franco, Eds.; Primera). Fondo de Cultura Económica, Universidad de Bogotá Jorge Tadeo Lozano.
- EIA. (2023). *Electricity in the United States*. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/electricity-in-the-us.php>
- El Heraldo. (2016). “Daño en Termoflores aumenta riesgo de apagón”: Andeg. *El Heraldo*.
- Enel. (2023). *Descripción del Mercado*. Así Llega La Energía y El Gas a Tu Empresa. <https://www.enel.com.co/es/empresas/enel-generacion/como-se-genera-la-electricidad.html>
- Enerdata. (2023a). *Producción de electricidad*. Enerdata. <https://datos.enerdata.net/electricidad/estadisticas-mundiales-produccion-electricidad.html>
- Enerdata. (2023b). *Producción de gas natural*. Datos.Enerdata.Net. <https://datos.enerdata.net/gas-natural/produccion-gas-natural-mundial.html>
- Energy UK. (2023). *Electricity generation*. Energy-Uk.Org.Uk. <https://www.energy-uk.org.uk/insights/electricity-generation/>
- EPA. (2023a). *Power Market Structure*. Epa.Gov. <https://www.epa.gov/green-power-markets/power-market-structure>
- EPA. (2023b). *The U.S. Electricity System*. About the U.S. Electricity System and Its Impact on the Environment. <https://www.epa.gov/energy/about-us-electricity-system-and-its-impact-environment#:~:text=Electricity in the United States,generated at centralized power plants.>
- Estrada, M. P., Duque, B. M., & Rendón, J. J. (2017). Análisis comparativo de diferentes esquemas de suficiencia en generación eléctrica: Algunas reflexiones para el mercado eléctrico en Colombia. *Energy*, 16, 1–33.
- Flexcity. (2021a). *Increase in the prices of the French Capacity Mechanism auction*. Flexcity.Energy. <https://www.flexcity.energy/it/increase-the-prices-of-the-french-capacity-mechanism-auction>

- Flexcity. (2021b). *Increase in the prices of the French Capacity Mechanism auction*. Flexcity.Energy. <https://www.flexcity.energy/it/increase-the-prices-of-the-french-capacity-mechanism-auction>
- Flexitricity. (2023). *Capacity Market*. Flexitricity.Com. [https://flexitricity.com/services/capacity-market/#:~:text=The Capacity Market \(CM\) was,System Stress Event could occur.](https://flexitricity.com/services/capacity-market/#:~:text=The Capacity Market (CM) was,System Stress Event could occur.)
- Franco, C. J. (2023). *Los Mercados Mayoristas de Electricidad Estructura y Comercialización* (pp. 1–26).
- Fundación Endesa. (2023a). *Central térmica convencional*. <https://www.fundacionendesa.org/>
- Fundación Endesa. (2023b). *Central térmica convencional*. <https://www.fundacionendesa.org/>
- Garcés, E. (2013). *Evaluación de políticas para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica en Colombia*.
- García, L. F. (2023, April 19). *Plenaria aprueba prohibición del fracking en Colombia*. Senado.Gov.Co. <https://www.senado.gov.co/index.php/el-senado/noticias/4468-plenaria-aprueba-prohibicion-del-fracking-en-colombia>
- Geoscience Australia. (2023). *Overview*. Ga.Gov.Au. <https://www.ga.gov.au/scientific-topics/energy/overview>
- Grupo Banco Mundial. (2023). *Población total*. Banco Mundial. [https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL?most\\_recent\\_value\\_desc=true](https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL?most_recent_value_desc=true)
- Heaton, A. (2022). *Chapter 4: Natural Gas Chart 4.1 Supply and demand for natural*. <https://assets.publishing.service.gov.uk/>
- Howorth, N., Pay, J., Shepherd, J., & Coxall, M. (2015). *Capacity Market: an EMR Primer*. <https://www.cliffordchance.com/>
- Hurtado, J. I. (2014). Cronología del sector eléctrico colombiano. *Revista de Santander*, 9, 22.
- Ideam. (2023). *Fenómenos del Niño y la Niña*. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Colombia. <http://www.ideam.gov.co/web/siac/ninoynina>
- IDEAM. (2023). *Fenómenos del Niño y la Niña*. Ideam.Gov.Co. <http://www.ideam.gov.co/web/siac/ninoynina>
- IEA. (2023a). *Australia*. Iea.Org. <https://www.iea.org/countries/australia>
- IEA. (2023b). *France*. Iea.Org. <https://www.iea.org/countries/france>
- IEA. (2023c). *United Kingdom*. Iea.Org. <https://www.iea.org/countries/united-kingdom>

- Institute for Government. (2022). *Electricity market*. Instituteforgovernment.Org.Uk. <https://www.instituteforgovernment.org.uk/article/explainer/electricity-market>
- Invinity Energy Systems. (2023). *What the 2022 T-1 Capacity Market Auction Tells Us About Wholesale Market Prices for Energy Storage*. Invinity.Com. <https://invinity.com/capacity-market-auction-energy-storage/>
- Khan, A. S. M., Verzijlbergh, R. A., Sakinci, O. C., & De Vries, L. J. (2018). How do demand response and electrical energy storage affect (the need for) a capacity market? *Applied Energy*, 214(January), 39–62. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.01.057>
- Lamoulie, D. (2017). *The French electricity capacity market*. Eecc.Eu. <https://www.eecc.eu/blog/the-french-electricity-capacity-market#:~:text=How the capacity market works,their clients during peak periods.>
- Millán, J., Benavides, J., & Schutt, E. (2022a). El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: Características, Evolución e Impacto sobre otros Sectores. *Centro de Investigación Económica y Social FEDESARROLLO*, 1–304.
- Millán, J., Benavides, J., & Schutt, E. (2022b). El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: Características, Evolución e Impacto sobre otros Sectores. *Centro de Investigación Económica y Social FEDESARROLLO*, 1–304.
- Ministerio de Hacienda. (2024). *ABECÉ. Fondo de estabilización de precios de los combustibles - FEPC*. [https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC\\_CLUSTER-192817%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased](https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-192817%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased)
- Ministerio de Minas y Energía. (1999). *Balance de la Reforma del Sector Eléctrico*.
- Ministerio de Minas y Energía. (2023). *Ley 143 de 1994*. FUNCIÓNPÚBLICA.Gov.Co.
- Morales, A. C., Adrián, C., Flórez, C., Andrés, M., Orozco, P., Herrera, B., Paula, J., & Sánchez García, L. (2023). *Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica julio 2023 diciembre 2050*.
- Moreno, R., Cantillo, S. A., & Carrillo-Rodriguez, L. A. (2021). Risk analysis of firm energy coverage in Colombia in the medium term. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 11(2), 220–226. <https://doi.org/10.32479/ijeep.10490>
- Name, J. D. (2023). *Verdades del cargo por confiabilidad*. Portafolio.
- Navarro, J. C. J. (2021). Lessons from the implementation of the reliability payment mechanism in Colombia as an incentive for electricity generation. *Desarrollo y Sociedad*, 2021(87), 113–148. <https://doi.org/10.13043/DYS.87.4>



- Norton Rose Fulbright. (2015). *Capacity market in France*. Nortonrosefulbright.Com. <https://www.nortonrosefulbright.com/en/knowledge/publications/db70dcf8/capacity-market-in-france>
- Oficina de Estudios Económicos, G. A. de R. T. (2014). *Mercados de Capacidad y Confiabilidad en el Sector Eléctrico : Aspectos Conceptuales y Experiencias Internacionales*.
- Olave, D., Álvarez, E., Rodríguez, A., & Tenreiro, C. (2017). An optimization framework for investment evaluation of complex renewable energy systems. *Energies*, 10(7), 1–26. <https://doi.org/10.3390/en10071062>
- Open. (2019). *¿Cuál es el panorama actual del mercado competitivo eléctrico en Estados Unidos?* Openintl.Com. <https://www.openintl.com/es/mercado-competitivo-electrico-panorama-en-estados-unidos/>
- Ospina, A. D., & Mosquera, D. (2016). Cargo por confiabilidad: ¿éxito o fracaso? *Con-Texto*, 45, 13–36. <https://doi.org/10.18601/01236458.n45.03>
- Ospina, G. (2019). Guatapé y Playas, centrales renacidas de las “cenizas.” *El Colombiano*. <https://www.elcolombiano.com/antioquia/guatape-y-playas-centrales-renacidas-de-las-cenizas-AG12141616>
- Otero, D. (2022, August 19). *Los precios de los combustibles hay que desligarlos de los precios internacionales*. Indepaz.
- Pecasting, N. (2023). *Entrevista a Nicolas Pecastaing: La relación entre el cambio climático y el Fenómeno El Niño*. Ciup.up.Edu.Pe. <https://ciup.up.edu.pe/analisis/entrevista-a-nicolas-pecastaing-la-relacion-entre-el-cambio-climatico-y-el-fenomeno-el-nino/>
- Phillips, J. (2014). *Electricity market reform: the Capacity Market explained*. Inhouselawyer.Co.Uk. <https://www.inhouselawyer.co.uk/legal-briefing/electricity-market-reform-the-capacity-market-explained>
- PJM. (2022). *2022/2023 RPM Base Residual Auction Results BRA Resource Clearing Prices Capacity Type Rest of RTO MAAC EMAAC BGE COMED DEOK 2022/23 BRA Resource Clearing Prices (\$/MW-day)*.
- PJM. (2023a). *Clearing Prices and Charges*.
- PJM. (2023b). *PJM 2022 Financial Report*.
- PJM. (2023c). *PJM Manual 18: PJM Capacity Market*. 1–241.
- PJM. (2023d). *Gas/Electric Industry Coordination*. Learn.Pjm.Com. <https://learn.pjm.com/three-priorities/keeping-the-lights-on/gas-electric-industry>

- PJM. (2023e). *PJM Capacity Auction Secures Electricity Supplies at Competitive Prices*. Pjm.Com. <https://doi.org/10.1080/0300443900570115>
- PJM. (2023f). *PJM System Mix -System Mix By Fuel - 01/2022 to 12/2022*. Gats.Pjm-Eis.Com. <https://gats.pjm-eis.com/GATS2/PublicReports/PJMSystemMix/Filter>
- PJM. (2023g). *Who We Are*. Pjm.Com. <https://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are>
- RBP. (2022). *ENERGY POLICY WA RESERVE CAPACITY MECHANISM REVIEW-INTERNATIONAL REVIEW*.
- RTE. (2023a). *Market mechanisms*. Bilan-Electrique-2020.Rte-France.Com. <https://bilan-electrique-2020.rte-france.com/market-mechanism-capacity-mechanism/?lang=en>
- RTE. (2023b). *Participate in the capacity mechanism*. Services-Rte.Com. <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/participate-in-the-capacity-mechanism.html>
- RTE. (2023c). *Responding to the call for tenders for new capacities*. Services-Rte.Com. <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/participate-in-the-capacity-mechanism/call-for-tenders-for-new-capacities.html>
- Sáenz, J. (2021). La fragilidad oculta en el transporte del gas natural en Colombia. *El Espectador*. <https://www.elespectador.com/economia/la-fragilidad-oculta-en-el-transporte-del-gas-natural-en-colombia/>
- Safeguard Global. (2023). *Los diez principales países productores del mundo*. Safeguardglobal.Com. <https://www.safeguardglobal.com/es/resources/blog/los-diez-principales-paises-productores-del-mundo/>
- Simoglou, C. K., & Biskas, P. N. (2023). Capacity Mechanisms in Europe and the US: A Comparative Analysis and a Real-Life Application for Greece. *Energies*, 16(2), 32. <https://doi.org/10.3390/en16020982>
- Statista. (2022). *Electricity in France - statistics & facts*. Statista.Com. <https://www.statista.com/topics/8512/electricity-market-in-france/#editorsPicks>
- Statista. (2023a). *30 países más grandes del mundo por superficie total a fecha de julio de 2022*. Es.Statista.Com. <https://es.statista.com/estadisticas/635141/paises-mas-grandes-del-mundo/>
- Statista. (2023b). *Distribution of electricity generation in Australia in 2022, by source*. Statista.Com. <https://www.statista.com/statistics/1234850/australia-distribution-of-electricity-production-by-source/>
- Statista. (2023c). *Distribution of electricity generation in France in 2022, by source*. Statista.Com. <https://www.statista.com/statistics/1235410/france-distribution-of-electricity-production->

by-source/#:~:text=In 2022%2C nuclear power accounted,electricity generation%2C with 9.8 percent.

Statista. (2023d). *Electricity generation in the UK - statistics & facts*. Statista.Com.

Strategy, A. (2017). *La experiencia internacional Los mercados eléctricos en otros países y su comparación con España*. 1–20.

Universidad de la Sabana. (2023). *Petróleo, dólar y bolsa de valores: una relación de nunca acabar*. Unisabana.Edu.Co. <https://www.unisabana.edu.co/portaldenoticias/al-dia/petroleo-dolar-y-bolsa-de-valores-una-relacion-de-nunca-acabar/>

UPME, U. de P. M. E. (2015). Capitulo 1. Hidroenergía. *Atlas de Potencial Hidroenergético de Colombia*, 25–36.

Valencia, G. (2023). *La problemática sectorial del gas natural*. Pares. <https://www.pares.com.co/post/la-problem%C3%A1tica-sectorial-del-gas-natural>

Vargas Riaño, D. A. (2022). “Colombia tiene una de las matrices de generación eléctrica más limpias del mundo”: Acolgén. *El Colombiano*. <https://www.elcolombiano.com/negocios/que-efectos-tendra-la-guerra-entre-rusia-y-ucrani-en-colombia-para-la-industria-energetica-OC17154930>

Villate, J. (2014). *Evaluación de la seguridad de abastecimiento de energía en Colombia basado en el cargo por confiabilidad*. Universidad de Los Andes.

World Population review. (2023). *Electricity Production by Country 2023*. Worldpopulationreview.Com. <https://worldpopulationreview.com/country-rankings/electricity-production-by-country>

XM. (2023a). *Cargo por confiabilidad*. Xm.Com.Co. <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/descripcion>

XM. (2023b). *Estructura del mercado*. Transacciones - Registro Agentes y Contactos. <https://www.xm.com.co/>

XM. (2023c). *Precio de bolsa y escasez*. Transacciones - Cargo Por Confiabilidad. <https://www.xm.com.co/>

Zapata, S. (2017). *Effect on security of supply of renewable energy penetration in an electricity market: risks, opportunities, and challenges*.

Zapata, S., Castaneda, M., Garces, E., Franco, C. J., & Dyner, I. (2018). Assessing security of supply in a largely hydroelectricity-based system: The Colombian case. *Energy*, 156, 444–457. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.118>

