COMPARACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL CARGO POR CONFIABILIDAD DE COLOMBIA Y EL MECANISMO DE CAPACIDAD DE PERÚ

Presentado por

Juan Camilo Posada Flórez

Director

Ph.D. Carlos Jaime Franco Cardona

Trabajo Final presentado como requisito parcial para optar al título de Magíster en Ingeniería - Sistemas Energéticos

FACULTAD DE MINAS
PROGRAMA MAESTRÍA EN SISTEMAS ENERGÉTICOS
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA – SEDE MEDELLÍN
MEDELLÍN
2025

Resumen

Este trabajo final busca comparar el Cargo por Confiabilidad en Colombia y el mecanismo de capacidad en Perú. En Colombia, la matriz energética se basa principalmente en la producción de energía eléctrica a partir de centrales hidráulicas, lo que la hace vulnerable a las condiciones climáticas del país como el Fenómeno del Niño, por lo anterior, se creó el Cargo por Confiabilidad (CXC), el cual tiene como propósito remunerar a los agentes generadores por la disponibilidad de sus activos de generación en periodos de escasez. Por otra parte, Perú ha implementado un mecanismo de capacidad similar, que opera en función de la capacidad de generación disponible para satisfacer la demanda máxima en periodos de contingencia o alta demanda y que se remunera proporcionalmente a los generadores que participan en este mecanismo por la potencia máxima firme disponible. Este trabajo final busca comparar con base en un conjunto de métricas el cargo por confiabilidad en Colombia y el mercado de capacidad en Perú, enfocándose en los factores que han contribuido al éxito y a las limitaciones de los mecanismos, identificar y analizar las lecciones aprendidas derivadas de la implementación y funcionamiento. Para esto, se propone realizar una revisión documental y normativa donde se recopile información acerca de su normatividad, metodología, funcionamiento y financiamiento, con el fin de realizar un análisis cuantitativo y cualitativo de los datos, el objetivo final es comparar y analizar las diferencias entre los mecanismos, para lo cual se buscará proporcionar recomendaciones y conclusiones que permitan una comprensión más profunda de ellos.

Palabras Claves

Cargo por confiabilidad, mecanismo de capacidad, pago por potencia, Colombia, Perú.

COMPARISON OF THE PERFORMANCE OF COLOMBIA'S RELIABILITY CHARGE AND PERU'S CAPACITY MECHANISM

Abstract

The primary purpose of this final work is to evaluate the Reliability Charge in Colombia and the capacity mechanism in Peru. In Colombia, the energy matrix is primarily based on electricity production from hydroelectric plants, which makes it vulnerable to the country's climatic conditions, such as the El Niño phenomenon. Therefore, it was decided to create the Reliability Charge (CXC), which aims to compensate generators for the availability of their generation assets during periods of scarcity. On the other hand, Peru has implemented a similar capacity mechanism that operates based on the available generation capacity to meet maximum demand during contingencies or high-demand periods, and it compensates the generators participating in this mechanism proportionally to the available firm maximum capacity. This final work aims to evaluate, based on a set of metrics, the reliability charge in Colombia and the capacity market in Peru, focusing on the factors that have contributed to the success and limitations of the mechanisms, identifying and analyzing the lessons learned from their implementation and operation. To achieve this, a research review is proposed to gather information about their regulations, methodology, operation, and financing, and to carry out a quantitative and qualitative analysis of the data. The final goal is to compare and analyze the differences between the mechanisms, to provide recommendations and conclusions that allow for a deeper understanding of these mechanisms.

Keywords

Reliability Charge, Capacity Mechanism, Payment for Power, Colombia, Perú.

Tabla de Contenido

Resumen....2
Palabras Claves....2
Abstract....3
Keywords....3
Tabla de Contenido....4
Lista de abreviaturas....6
Introducción....8
1. Antecedentes....10
2. Marco teórico....16
2.1 Cargo por Confiabilidad en Colombia....17
2.2 Mercado de Capacidad en Perú....19
3. Revisión de literatura....24
4. Objetivos y Metodología....29
4.1 Objetivos....29
4.1.1 Objetivo General....29
4.1.2 Objetivos Específicos....29
4.2 Metodología....29
4.2.1 Fase 1 - Objetivo Específico 1....29
4.2.2 Fase 2 - Objetivo Específico 2....29
4.2.3 Fase 3 - Objetivo General....29
5. Lecciones aprendidas derivadas de la implementación y funcionamiento del Cargo por Confiabilidad de Colombia y del Mecanismo de Capacidad de Perú....31
5.1 Identificación de las fortalezas y debilidades del mecanismo del Cargo por Confiabilidad en Colombia....31
5.2 Identificando las fortalezas y las debilidades del mercado de capacidad en Perú....36
6. Comparación del desempeño del Cargo por Confiabilidad de Colombia y el mecanismo de Capacidad de Perú....41
6.1 Métricas....41
6.2 Comparación del Desempeño de los Mecanismos de Capacidad de Colombia y Perú....48
6.2.1 Margen de reserva....48
6.2.2 Índice de demanda no atendida....50
6.2.3 Costo del Mecanismo....52

6.2.4 Capacidad Instalada por tipo de tecnología 54
7. Conclusiones 59
7.1 Conclusiones generales del Trabajo Final 59
7.2 Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos 60
7.2.1 Objetivo específico 1 60
"Establecer un conjunto de métricas para comparar el cargo por confiabilidad en Colombia y el mecanismo de capacidad en Perú" 60
7.2.2 Objetivo específico 2 60
"Identificar las lecciones aprendidas derivadas de la implementación y funcionamiento del Cargo por Confiabilidad de Colombia y del Mecanismo de Capacidad de Perú" 60
7.2.3 Objetivo general 60
"Comparar el desempeño del Cargo por Confiabilidad de Colombia y el mecanismo de Capacidad de Perú" 60
7.3 Trabajos Futuros 60
8. Anexos 61
8.1 Fuentes de información para Perú 61
9. Bibliografía 63

Lista de abreviaturas

ASIC	Administrador Del Sistema De Intercambios Comerciales
ACOLGEN	Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
CERE	Costo Equivalente Real De Energía
COES	Comité De Operación Económica Del Sistema Interconectado Nacional
CREG	Comisión De Regulación De Energía Y Gas
CXC	Cargo Por Confiabilidad
DGE	Dirección General De Electricidad
DGEE	Dirección General De Eficiencia Energética
DGER	Dirección General De Electrificación Rural
EENS / LOEE	Energía Esperada No Suministrada / Loss Of Expected Energy
ENFICC	Energía Firme Para El Cargo Por Confiabilidad
FAZNI	Fondo De Apoyo Financiero Para La Energización De Las Zonas No Interconectadas
FIF	Factor De Indisponibilidad Fortuita
FONAFE	Fondo Nacional De Financiamiento De La Actividad Empresarial Del Estado
GRT	Gerencia De Regulación De Tarifas
GSE	Gerencia De Supervisión De Energía
HHI	Índice De Herfindahl Hirschman
IDNA	Índice De Demanda No Atendida
INDECOPI	Instituto Nacional De Defensa De La Competencia Y De La Protección De La Propiedad Intelectual
LCE	Ley De Concesiones Eléctricas
LCOE	Levelized Cost Of Energy
LOLE	Loss Of Load Expectation
LOLP	Loss Of Load Probability
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MINAM	Ministerio Del Ambiente
MINEM	Ministerio De Energía Y Minas De Perú
MRFO	Margen De Reserva Firme Objetivo
OEF	Obligaciones De Energía En Firme
OEFA	Organismo De Evaluación Y Fiscalización Ambiental
OSINERGMIN	Organismo Supervisor De La Inversión En Energía Y Minería

PBP	Precio Básico De Potencia
PROINVERSIÓN	Agencia De Promoción De La Inversión Privada
RER	Recursos Energéticos Renovables
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SUNAFIL	Superintendencia energía Nacional De Fiscalización Laboral
TIF	Tasa De Indisponibilidad Fortuita
UPME	Unidad De Planeación Minero Energética
VERE	Valor Esperado De Racionamiento De Energía
VOLL	Valor De La Energía No Suministrada / Value Of Lost Load
XM	Compañía De Expertos En Mercados

Introducción

La confiabilidad en el suministro de energía eléctrica es uno de los factores más importantes para el desarrollo económico y social de un país. La capacidad de garantizar la disponibilidad de energía en todo momento, especialmente en situaciones de alta demanda o condiciones críticas del sistema, es crucial para el crecimiento industrial, la estabilidad del sector productivo y el bienestar del usuario final.

De acuerdo con lo anterior, los mercados eléctricos han desarrollado diversos mecanismos para asegurar la continuidad del servicio y mitigar los riesgos asociados a la generación de energía eléctrica. Dos de estos mecanismos son el Cargo por Confiabilidad de Colombia y el Mecanismo de Capacidad de Perú, los cuales han sido diseñados con el objetivo de garantizar la capacidad de abastecimiento de energía en cada uno de los sistemas eléctricos.

Colombia cuenta con una matriz energética predominantemente hidráulica, con aproximadamente un 62% de generación hidroeléctrica para 2025, según datos de XM S.A. E.S.P. (XM S.A E.S.P, 2019b). Sin embargo, esta alta dependencia de fuentes hídricas expone al país a riesgos derivados de fenómenos climáticos como El Niño, los cuales afectan la disponibilidad de las fuentes hídricas en los embalses, a su vez, la capacidad de generación de energía.

Para mitigar este riesgo, en 2006 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) implementó el Cargo por Confiabilidad (CREG, 2006), un mecanismo que remunera a los generadores por la disponibilidad de sus activos de generación en momentos de escasez. A través de este esquema, se busca incentivar la inversión nacional y extranjera y reducir la volatilidad del mercado de energía, asegurando el suministro a largo plazo.

Por otra parte, Perú presenta una matriz energética diferente, con una fuerte participación de generación térmica a gas del 53% y una menor proporción de energía hidroeléctrica (38%) (COES, 2025b). Esta estructura tiene ventajas en términos de estabilidad en el suministro, pero también genera dependencia de la disponibilidad y el costo del gas natural.

En Perú se implementó el Mecanismo de Capacidad para asegurar la confiabilidad del sistema, el cual remunera a los generadores en función de su capacidad de generación disponible durante los períodos de mayor demanda. Este mecanismo ha sido objeto de ajustes regulatorios a lo largo del tiempo, con el fin de mejorar su eficiencia y garantizar el ingreso de nuevas inversiones en generación.

Ambos mecanismos comparten el propósito de asegurar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, sus diseños, metodologías y resultados presentan diferencias significativas. En Colombia, el Cargo por Confiabilidad se basa en la asignación de Obligaciones de Energía en Firme (OEF) mediante subastas, en las que los generadores se comprometen a garantizar una cantidad mínima de energía en condiciones críticas. Este mecanismo permite reducir la incertidumbre en la inversión y mejorar la planificación del sector eléctrico a largo plazo.

En contraste, el Mecanismo de Capacidad en Perú se enfoca en la remuneración de la capacidad disponible durante las horas de máxima demanda, promoviendo una asignación eficiente de los recursos y garantizando reservas suficientes para enfrentar contingencias.

Este trabajo tiene como objetivo principal comparar el Cargo por Confiabilidad en Colombia y el Mecanismo de Capacidad en Perú, analizando su impacto en la confiabilidad del sistema eléctrico, los incentivos que generan para la inversión en generación y su efectividad en la mitigación de riesgos. Para ello, se estableció un conjunto de métricas comparativas para analizar las fortalezas y debilidades de cada mecanismo. Estas métricas incluyen aspectos de costo, confiabilidad y atracción de inversión.

Así mismo, se analizaron las lecciones aprendidas en la implementación y operación de estos mecanismos, identificando los principales desafíos que se enfrentaron por cada país y las medidas adoptadas para mejorar su funcionamiento. La comparación entre ambos modelos permitió extraer conclusiones valiosas que podrán ser aplicadas en el sector eléctrico para cada país.

Para alcanzar estos objetivos, se llevó a cabo una revisión documental basada en información proveniente de organismos reguladores, operadores y administradores del mercado eléctrico, trabajos de tesis y literatura especializada. Además, se hizo un análisis cuantitativo y cualitativo, en el cual se examinaron datos históricos de precios, generación de energía, confiabilidad del sistema y costos asociados a cada mecanismo.

El estudio de la confiabilidad en los sistemas eléctricos es muy relevante en un contexto global donde la demanda de energía sigue en aumento y donde los efectos del cambio climático plantean nuevos desafíos para la planificación y operación del sector. La transición hacia matrices energéticas más sostenibles y resilientes requiere el diseño de mecanismos que permitan garantizar la seguridad del suministro sin afectar la competitividad del mercado ni generar costos excesivos para los consumidores finales.

En este sentido, la experiencia de Colombia y Perú ofrece una oportunidad única para comprender los retos y oportunidades asociados a la implementación de mecanismos de confiabilidad en mercados eléctricos con características distintas. Mientras Colombia ha apostado por un sistema basado en compromisos de energía firme y señales de inversión a largo plazo, Perú ha optado por un esquema de remuneración por capacidad que busca garantizar la disponibilidad inmediata de generación en momentos críticos.

Finalmente, este trabajo final busca contribuir al debate sobre la regulación del sector eléctrico en América Latina, proporcionando información clave que pueda ser utilizada por tomadores de decisiones, reguladores y empresas del sector para mejorar la planificación energética y garantizar un suministro eléctrico confiable y eficiente. La comparación entre el Cargo por Confiabilidad de Colombia y el Mecanismo de Capacidad de Perú permite identificar buenas prácticas y posibles áreas de mejora, con el fin de fortalecer la seguridad operativa del sector eléctrico ante desafíos futuros.

El presente documento está estructurado en varias secciones que permiten un análisis detallado del Cargo por Confiabilidad en Colombia y el Mecanismo de Capacidad en Perú, facilitando su comparación y evaluación. En primer lugar, se presenta la sección de Antecedentes, donde se expone el contexto histórico y regulatorio de los mercados eléctricos en ambos países, destacando los factores que motivaron la implementación de estos mecanismos. Posteriormente, el Marco Teórico profundiza en los fundamentos conceptuales y regulatorios de cada mecanismo, abordando aspectos clave como su funcionamiento, metodologías de remuneración y normatividad aplicable.

A continuación, la Revisión de Literatura compila estudios previos y referencias relevantes que han analizado el desempeño de estos esquemas en diferentes mercados, permitiendo identificar tendencias y lecciones aprendidas. La sección de Metodología describe el enfoque utilizado para el análisis, incluyendo la definición de métricas comparativas y el método de evaluación empleado. Finalmente, se presentan los resultados y análisis comparativo, seguidos de las conclusiones y recomendaciones, donde se resumen los hallazgos clave del estudio y se plantean posibles mejoras en el diseño e implementación de estos mecanismos.

1. Antecedentes

Colombia cuenta con una de las matrices más diversas de Latinoamérica, una de su característica principal es la generación de energía hidráulica, a 2025 de acuerdo con la plataforma SINERGOX de XM S.A E.S.P., la generación de energía eléctrica a partir de agua es del 62% aproximadamente, lo que refleja para el país una ventaja en términos de costos y sostenibilidad, sin embargo, en tiempos de escasez del recurso hídrico, llega a ser una desventaja. Debido a que fenómenos con El Niño llegan a impactar el nivel de los embalses y trasladan el estrés a las generadoras de combustible fósil, es decir, plantas térmicas, las cuales para el 2025 tienen una participación aproximada del 28% (XM S.A E.S.P., 2019b).

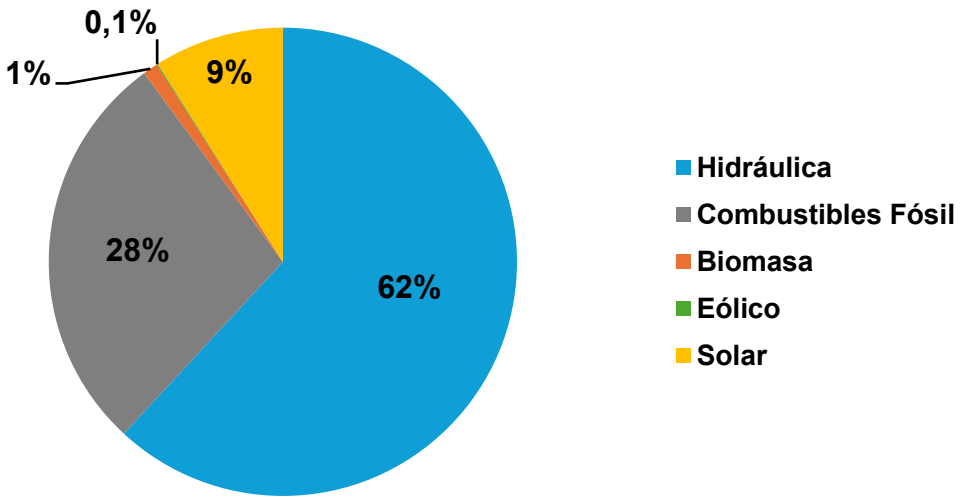

Figura 1. *Porcentaje de participación en la Capacidad Efectiva Neta por tipo de recurso en Colombia a 2025, Fuente: Elaboración propia, información tomada de SINERGOX (XM S.A E.S.P., 2025f).*

Este tipo de matriz energética tiene alta volatilidad en los precios de la bolsa de energía (Ver figura 2), lo cual constituye un riesgo para aquellos generadores entrantes. De allí surge la necesidad de implementar un mecanismo que remunere a las generadoras que se comprometan a suplir energía en firme en condiciones de escasez y a su vez proteger a la demanda de grandes incrementos en el precio.

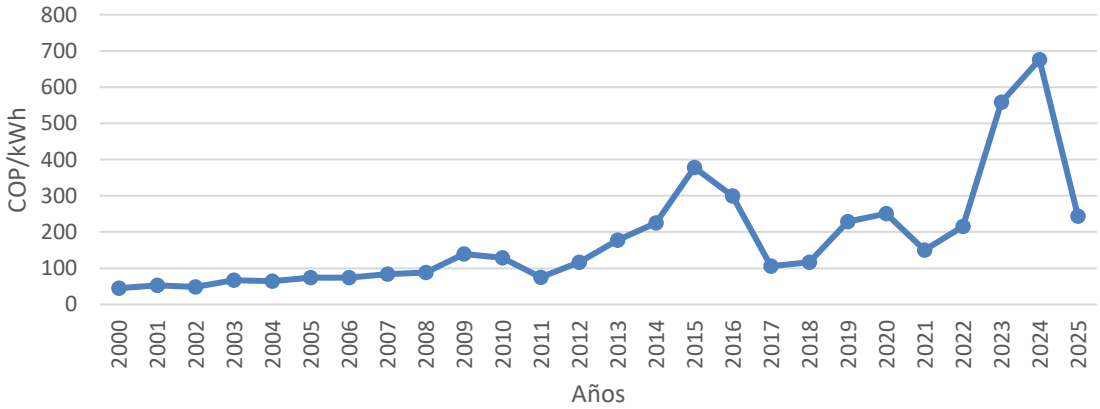

Figura 2. *Promedio histórico anual del precio de bolsa de energía en Colombia para el período 2000–2025 (XM S.A E.S.P., 2025b)*

En momentos de escasez de electricidad, el país sufre a nivel competitivo y productivo, teniendo en cuenta que la energía eléctrica es fundamental para la economía, por esta razón, el CXC permite reconocer el valor de la capacidad de generación que respalda la oferta energética requerida por el país, asegurando que aquellos que se benefician de la estabilidad en el suministro eléctrico contribuyan al pago de los generadores por las inversiones necesarias para mantener dicha confiabilidad. De esta manera tal como lo menciona Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ACOLGEN) , se lograrían dos de los objetivos principales *"1) que el precio para los usuarios sea el resultado de la competencia entre las tecnologías más eficientes en el mercado de Bolsa y Contratos, y 2) que en épocas de escasez hídrica, se pueda contar con la Energía Firme requerida para garantizar la atención de la demanda."(ACOLGEN, 2022).*

En Colombia, de acuerdo con la Ley 143 de 1994, el Estado tiene como objetivo abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, lo cual asegura el uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país, permitiendo mantener los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía (CREG, 2006).

Adicionalmente, el sector eléctrico que estuvo vigente hasta 1991 se caracterizaba por su dificultad para manejar épocas de hidrologías bajas. Las plantas eran ineficientes, con una disponibilidad del 57% en térmicas y del 69% en hidráulicas, debido a la falta de gestión en su manejo. La capacidad instalada del sistema provenía de la inversión estatal y era mayoritariamente hidráulica y térmica (ACOLGEN, 2022).

En 1994 se crearon las leyes 142 y 143 del Congreso de la República de Colombia se creó la comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la cual tenía como objetivo regular las actividades de los servicios públicos domiciliarios, promover la competencia, proteger al consumidor final y asegurar que se presten de manera eficiente, segura y con costos justos y razonables (Portal CREG, 2013).

La CREG hace parte de una estructura institucional, donde también participa el Ministerio de Minas y Energía (MINENERGÍA), el cual es el encargado de formular y coordinar las políticas relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización del mercado eléctrico y depende de la Presidencia de la República. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), es responsable de planear la expansión del sistema eléctrico, el Consejo Nacional de Operación (CNO), Coordina la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), XM Compañía de Expertos en Mercados (XM) es el responsable operar el SIN y Administrador el Mercado de Energía Mayorista (MEM), la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), la cual es la entidad que vigila y controla la prestación de los servicios públicos, incluyendo la energía eléctrica (MINMINAS, 2024).

Los agentes del mercado son los Generadores, comercializadores, distribuidores y comercializadores. Y finalmente, los usuarios finales, los cuales se dividen en usuarios regulados y no regulados (Congreso de la República de Colombia, 1994. En relación con lo anterior, se presenta la estructura principal del sector colombiano:

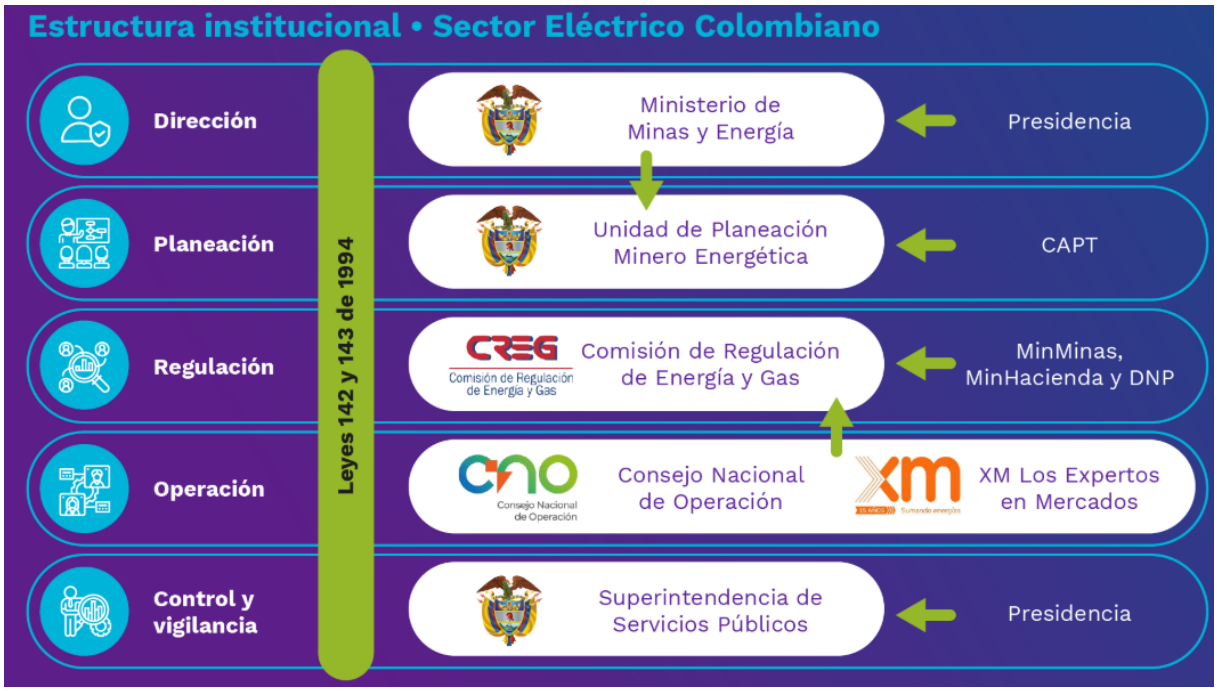

***Figura 3**. Estructura sector eléctrico colombiano, Tomado de (MINMINAS, 2024)*

De acuerdo con las condiciones que presentaba el sector eléctrico y las entidades regulatorias que existían en su momento, en 1996 la CREG creó el Cargo por Capacidad en Colombia, el cual fue un instrumento financiero que permitía reducir el riesgo de racionamiento en estaciones de verano bajo condiciones de hidrología crítica y se pagaba en relación con la disponibilidad real de generación de las centrales (CREG, 1996). Este mecanismo funcionó durante 10 años consecutivos y presentaba dificultades en la falta de incentivos para nuevas inversiones, deficiencia en la capacidad de garantizar disponibilidad en el sistema, metodología ineficiente en el cálculo de la remuneración a los generadores que participaban en este mecanismo y la volatilidad de los precios base de la metodología utilizada, lo cual no reflejaba un modelo que pudiera garantizar las necesidades del sistema eléctrico (CREG, 2000).

En 2006 se cambió al Cargo por Confiabilidad, este mecanismo remunera a los generadores por los activos de generación disponibles para producir energía en firme en condiciones críticas durante un periodo de tiempo establecido, a esto se le llamó Obligaciones de Energía en Firme (OEF). Las condiciones críticas se dan cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG (Precio de Escasez). Adicionalmente, este mecanismo introdujo las subastas de asignación de OEF entre los generadores necesarios para cubrir la demanda del sistema (CREG, 2006). Esto motivó la inversión nacional y extranjera, teniendo en cuenta que las OEF eran asignadas para periodos de largo plazo y que servían como apalancamiento para la construcción de nuevos proyectos, ya que iban a recibir una remuneración desde el momento en que entraran en operación comercial. Esa remuneración es liquidada y recaudada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y pagada por los usuarios del sistema interconectado por medio de las tarifas que cobran los comercializadores (Gracia et al., 2017).

La sustitución del cargo por capacidad al cargo por confiabilidad trajo consigo las siguientes características: *"(i) resuelve problemas de definición del producto (ahora se compite por suministrar "energía firme", antes se asignaba por potencia en condiciones de sequía); (ii) introduce competencia por servir tal energía firme al menor costo posible; y (iii) introduce una señal positiva para incentivar la introducción de nueva capacidad."* (Gracia et al., 2017).

Por otra parte, Perú se caracteriza por su diversidad en sus fuentes de generación de energía eléctrica, De acuerdo con el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) en su portal de información para el 2025, la principal fuente de generación son las termoeléctricas en su mayoría a gas, con un 53%, seguida por la hidráulica con un 38%, la solar y eólica con un 5% y 7%, respectivamente, ver Figura 4:

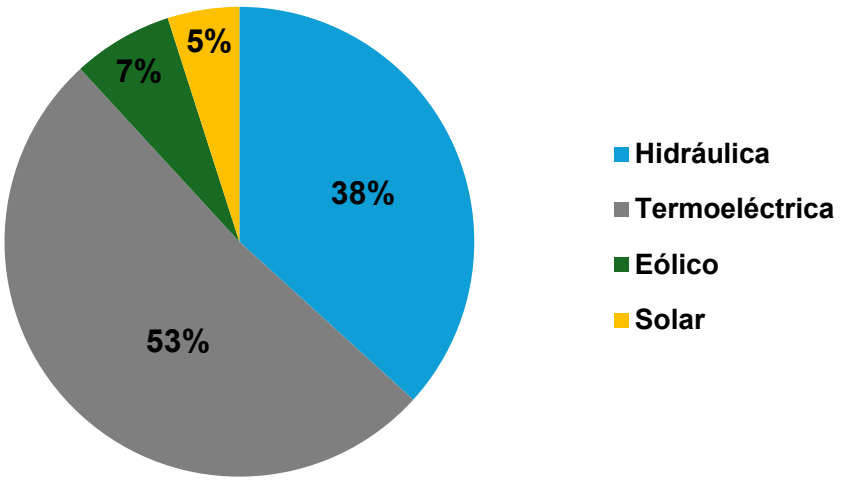

Figura 4. *Porcentaje de participación en la Capacidad Efectiva Neta por tipo de recurso en Perú a 2025, Fuente: Elaboración propia, información tomada del VisorPowerBI (COES, 2025b)*

Esta combinación ha tenido varios retos, tales como fluctuaciones en el mercado del gas, gran dependencia de la generación de un solo recurso, infraestructura hidroeléctrica limitada, entre otros. Esta combinación en periodos de alta demanda de energía mostró la necesidad de establecer un mecanismo que asegure la confiabilidad de energía firme y que fuera suficiente para abastecer la demanda total del país.

Uno de los hitos más importantes que se dio en Perú fue la creación del Decreto Ley Nº 25844 de 1992 que establecía la Ley de Concesiones Eléctricas y Decreto Supremo N°009-93-EM, en donde se estableció la reforma del mercado eléctrico y la separación de las actividades del sistema eléctrico. Estas leyes introdujeron un modelo basado en la competencia y en la separación de actividades, tales como: generación, transmisión y distribución. Adicionalmente, dentro de esta ley se estableció el mercado regulado y no regulado, asentando las bases para implementar el cargo por capacidad. En el año 2016 el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) estableció un esquema de remuneración para los generadores mediante un mecanismo basado en el costo de expansión del sistema de capacidad firme a través de la Resolución N° 073-2016-OS/CD, el cual tenía como objetivo garantizar la disponibilidad de potencia suficiente durante las horas de máxima demanda. En otras palabras, tenía como objetivo principal garantizar que los generadores eléctricos mantuvieran la reserva operativa mínima para estar disponibles para el operador del sistema en momentos requeridos. Así mismo, se estableció el mecanismo de remuneración lo que aseguraría un ingreso a los generadores que participaran en este mecanismo e incentivaría el ingreso de nuevos proyectos al mercado, promoviendo la diversidad de tecnología y la confiabilidad del sistema (OSINERGMIN, 2016b).

OSINERGMIN hace parte de una estructura institucional, donde está encabezado por el Consejo de ministros, la cual es coordinada principalmente por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) a través de su Viceministerio de Energía, que tiene como función la formulación de políticas y supervisión de actividades del mercado, tales como: Generación, transmisión, distribución; en las cuales participan las direcciones generales de electricidad (DGE), electrificación rural (DGER) y eficiencia energética (DGEE) (Tamayo et al., 2016).

La promoción de inversión privada en infraestructura eléctrica está a cargo de ProInversión (Agencia de Promoción de la Inversión Privada). En temas regulatorios estaría OSINGERMIN que igualmente, supervisa la calidad del servicio eléctrico, fija tarifas y fiscaliza la seguridad técnica, apoyado por áreas especializadas como la Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT), Supervisión de Energía (GSE), entre otros. La Superintendencia Nacional de Fiscalización Laboral (SUNAFIL) supervisa el cumplimiento de normas laborales y de seguridad ocupacional en el sector, mientras que el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) se encarga de velar por la sostenibilidad ambiental de las actividades eléctricas. Por otra parte, el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI) promueve la libre competencia, sanciona prácticas anticompetitivas y atiende reclamos de consumidores. Finalmente, las empresas públicas del sector eléctrico, como Electro Perú, Electro Sur, Electro Oriente, entre otras, están agrupadas bajo el Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE), que gestiona la operación empresarial del Estado en este sector (Tamayo et al., 2016). En relación con lo anterior, se presenta la estructura en la Figura 5:

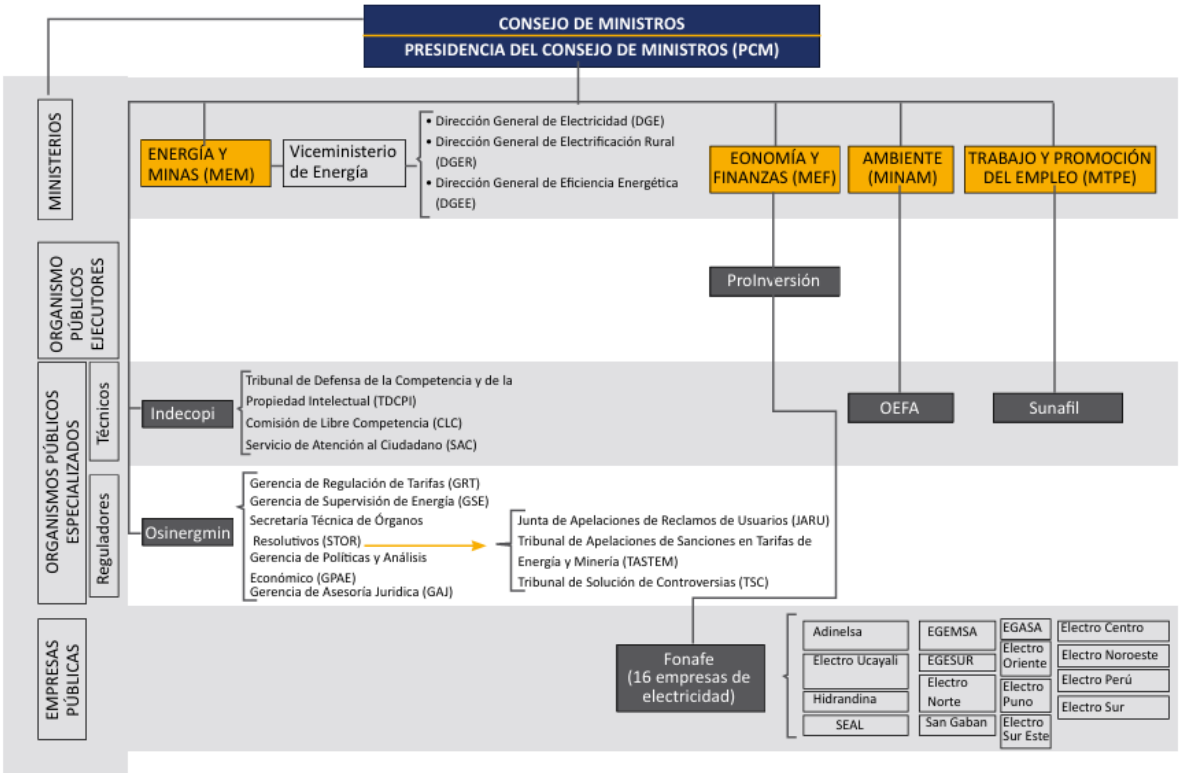

Figura 5. *Estructura sector eléctrico peruano, Tomado de Tamayo et al. (2016)*

Entre 1993 y 1998, todas las centrales de generación que participaban en la distribución de ingresos por potencia recibían pago. En primer lugar, las centrales térmicas en proporción a su potencia firme, y el restante era distribuido a las centrales hidráulicas. A partir de 1999, se introdujo la "Bolsa de

Capacidad", en la cual los generadores que participaban en el mecanismo depositan mensualmente lo recaudado y era distribuido según criterios administrativos (OSINERGMIN, 2014a).

En 2011, el mercado de capacidad en Perú atravesó momentos difíciles en cuanto a la seguridad del suministro eléctrico. Según un estudio de Osinergmin, ese año el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) operó con márgenes de reserva muy ajustados, lo que aumentó el riesgo de apagones. Esta situación no fue una sorpresa, ya que venía desarrollándose por la falta de una estrategia energética a largo plazo y la ausencia de un plan bien estructurado en los años anteriores. Desde 2004, el SEIN había estado en constante vigilancia debido a crisis energéticas recurrentes, lo que generaba preocupación sobre la estabilidad del sistema eléctrico del país (E. Luyo, 2012).

La efectividad de este mecanismo ha sido objeto de análisis, tal como se menciona en uno de los documentos de trabajo de la Osinergmin (OSINERGMIN, 2014a), el cual analiza el diseño de los mercados de capacidad, las limitaciones de los mercados y evalúa experiencias internacionales para ofrecer recomendaciones de la implementación de este tipo de sistemas.

En respuesta a esta problemática, se comenzaron a evaluar ajustes en la regulación del mercado eléctrico, con el fin de garantizar un suministro confiable. En ese contexto, se identificó la necesidad de fortalecer los mecanismos de capacidad para proporcionar señales económicas claras que incentivaran nuevas inversiones en generación (OSINERGMIN, 2014a).

Uno de los principales desafíos en ese momento fue la falta de incentivos adecuados para la expansión de la generación y el aseguramiento de la capacidad firme. En 2013, como parte de las medidas para abordar esta situación, se implementaron cambios en la metodología de cálculo y asignación de capacidad firme a las centrales de generación, estableciendo criterios técnicos más precisos para la evaluación de la disponibilidad de potencia (OSINERGMIN, 2014a).Estos ajustes buscaban garantizar una asignación más eficiente de los pagos por capacidad, promoviendo la inversión en generación de respaldo y asegurando la confiabilidad del sistema eléctrico.

Posteriormente, en 2016, OSINERGMIN introdujo un nuevo esquema de remuneración para los generadores a través de la Resolución N° 073-2016-OS/CD, llamado Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica. Este esquema estableció incentivos financieros para que los generadores mantuvieran una reserva operativa suficiente y estuvieran disponibles en los momentos de mayor demanda (OSINERGMIN, 2016b). Asimismo, se promovió la diversificación de tecnologías en la matriz de generación, reduciendo la dependencia de un solo recurso.

Con estos cambios, el mercado peruano de capacidad ha seguido evolucionando en busca de un equilibrio entre eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad. Sin embargo, aún persisten desafíos relacionados con la planificación a largo plazo, la integración de energías renovables y la optimización del uso del gas natural (OSINERGMIN, 2016b).

El problema por investigar se delimita a analizar cómo ambos mecanismos funcionan en sus respectivos contextos, comparando sus fortalezas y limitaciones. Este análisis permitirá identificar las métricas más apropiadas para evaluar su impacto, los factores que han influido en su éxito y las lecciones aprendidas que podrían aplicarse a reformas futuras. La delimitación del estudio busca proporcionar una comprensión más profunda de los mecanismos en Colombia y Perú. En el próximo capítulo se abordarán los conceptos técnicos y regulatorios de este Trabajo Final.

2. Marco teórico

Los cambios y las reformas en los sectores eléctricos de América Latina se han presentado desde la década de los noventa; estas reformas han tenido el objetivo de superar el estancamiento económico mediante la adopción de un nuevo enfoque económico. Estas reformas integraban la participación del sector privado en los servicios públicos, limitando al Estado a la definición de políticas y regulaciones para la prestación de estos. Las reformas tenían como objetivo establecer competencias para garantizar la eficiencia económica y limitar a que la regulación fuese independiente, para proteger a los inversionistas de intervenciones oportunistas del gobierno y al mismo tiempo defender los intereses de los consumidores finales (Ayala & Millán, 2003)(Ayala & Millán, 2003).

Los avances tecnológicos también han sido parte fundamental para el desarrollo del mercado, la estructuración y la liberación del mercado. En los mercados liberalistas el principal inconveniente ha sido garantizar la confiabilidad en el sistema, sin dejar atrás los posibles monopolios naturales y la volatilidad en los precios, entre otros (OSINERGMIN, 2014a).

En Latinoamérica, a pesar de que hay muchos recursos para la generación de energía eléctrica, como el agua, la alta dependencia de la región en la generación hidroeléctrica la hace vulnerable ante eventos climáticos extremos, como el fenómeno de El Niño. Este fenómeno provoca reducciones significativas en la disponibilidad del recurso hídrico, generando una alta volatilidad en los precios de la electricidad y una gran variabilidad en los ingresos de los generadores. En consecuencia, cuando los precios de la energía son demasiado bajos por períodos prolongados, los generadores podrían no cubrir sus costos fijos, lo que desincentiva la inversión en nueva capacidad de generación y compromete la confiabilidad del suministro eléctrico en el largo plazo (Restrepo et al., 2011).

Debido a esta situación, los reguladores han implementado mecanismos de remuneración adicionales al precio de bolsa, con el objetivo de estimular la inversión en la generación y garantizar la confiabilidad del sistema. En Colombia, la implementación del Cargo por Confiabilidad surge como respuesta a las deficiencias del mecanismo anterior, el Cargo por Capacidad, buscando asegurar una oferta suficiente de energía firme a través de subastas de Obligaciones de Energía Firme (OEF) que permite la planificación y estabilidad del suministro de energía eléctrica, especialmente en períodos críticos de hidrología (Restrepo et al., 2011).

Por otra parte, Perú ha evolucionado a través de diversas reformas en su mercado de capacidad, pasando de un esquema de pago administrativo basado en costos de expansión a la implementación de subastas centralizadas de contratos de largo plazo. Sin embargo, las deficiencias en la firma de contratos y la falta de señales claras para la inversión llevaron a la propuesta de un sistema de contratos de cobertura de capacidad, este sistema busca mejorar la estabilidad del mercado y reflejar mejor la escasez relativa de capacidad, incentivando la inversión en generación y reduciendo el riesgo de desabastecimiento eléctrico (García, 2008).

Este capítulo tiene como objetivo analizar en detalle el Cargo por Confiabilidad en Colombia y el Mercado de Capacidad en Perú, centrándose en sus orígenes, principios fundamentales, funcionamiento, marcos regulatorios y las entidades encargadas de su supervisión. Además, se abordarán consideraciones adicionales que faciliten la comprensión integral de estos mecanismos.

2.1 Cargo por Confiabilidad en Colombia

La CREG diseñó el régimen jurídico llamado Cargo por Confiabilidad (CXC) en el 2006 y establecido en la Resolución CREG 071 de 2006, allí se definieron un tipo de normas y principios que regularían este mecanismo y que incentivarían la inversión nacional y extranjera en la construcción de proyectos de generación nuevos, (CREG, 2006).

Este mecanismo remuneraría a los generadores por los activos de generación disponibles para producir energía en firme diaria en condiciones críticas durante un periodo de tiempo establecido; a esto se le llamó Obligaciones de Energía en Firme (OEF). Las condiciones críticas se dan cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG llamado Precio de Escasez.

Adicionalmente, este mecanismo introdujo las subastas de asignación de OEF entre los generadores de energía eléctrica que cumplieran con algunas características particulares y requeridas para cubrir la demanda del sistema.

Como se había mencionado anteriormente, este mecanismo motivó la inversión nacional y extranjera, ya que las OEF eran asignadas para periodos de largo plazo y servían como apalancamiento para la construcción de nuevos proyectos, los cuales iban a recibir una remuneración desde el momento en que entraran en operación comercial. Esta remuneración es liquidada y recaudada por XM actuando como Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y su cobro es trasladado por medio de las tarifas al usuario final (Gracia et al., 2017).

Dentro del cargo por confiabilidad, debemos traer a colación un concepto y es la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), la cual es la cantidad de energía que un generador puede entregar al sistema continuamente, en condiciones críticas o de alta demanda durante un año (CREG, 2006).

El cálculo de la ENFICC varía según la tecnología de generación y se rige por las metodologías establecidas por la CREG, a continuación, se presenta un resumen de su cálculo para cada tipo de tecnología:

- **Centrales hidroeléctricas:** La ENFICC se determina utilizando modelos computacionales que maximizan la energía mínima que la planta puede entregar mensualmente durante condiciones críticas. Estos modelos consideran la disponibilidad histórica de recursos hídricos y la capacidad de generación de la planta (CREG, 2006).
- **Centrales Térmicas:** La ENFICC se calcula considerando la capacidad efectiva neta de la planta, la disponibilidad y confiabilidad del suministro de combustible, y los índices históricos de indisponibilidad forzada. Estos factores permiten estimar la energía que la planta puede aportar de manera continua en situaciones críticas (CREG, 2006).
- **Plantas Eólicas y Solares Fotovoltaicas:** La ENFICC se calcula mediante recolección de datos climáticos datos históricos de velocidad del viento para parques eólicos y de irradiación solar para plantas fotovoltaicas, preferiblemente medidos en el sitio de la planta durante un periodo, a su vez, se modela la generación esperada de la planta, considerando las características técnicas de los aerogeneradores o paneles solares instalados y finalmente, se determina la cantidad de energía que la planta puede garantizar de manera continua durante condiciones críticas. Para esta tarea XM ha desarrollado el modelo FERNC, el cual pueda encontrarse en el sitio web oficial (CREG, 2023c)(CREG, 2023b).

La sustitución del cargo por capacidad por el cargo por confiabilidad tiene las siguientes ventajas según Gracia (Gracia et al., 2017): *"(i) resuelve problemas de definición del producto (ahora se compite por suministrar "energía firme", antes se asignaba por potencia en condiciones de sequía); (ii) introduce*

competencia por servir tal energía firme al menor costo posible; y (iii) introduce una señal positiva para incentivar la introducción de nueva capacidad.”.

La asignación de las OEF se realiza por medio de los mecanismos que dispone el mercado eléctrico colombiano, uno de estos mecanismos, es la subasta primaria del CXC, la cual es administradas por el Administrador del Mercado de energía mayorista (ASIC), es decir, XM. Sin embargo, es la CREG quien evalúa periódicamente el balance entre la oferta y la demanda del país para identificar si se requiere suplir mediante alguna subasta la demanda que no se lograría cubrir con las asignaciones de OEF actuales, por otra parte, la CREG se basa en las proyecciones de demanda hechas por la UPME para tomar estas decisiones (CREG, 2023d). Para dar una idea de las proyecciones que realiza la UPME, se presenta la Figura 6 con la proyección anual de demanda de energía eléctrica para el periodo comprendido entre el 2021 y 2037:

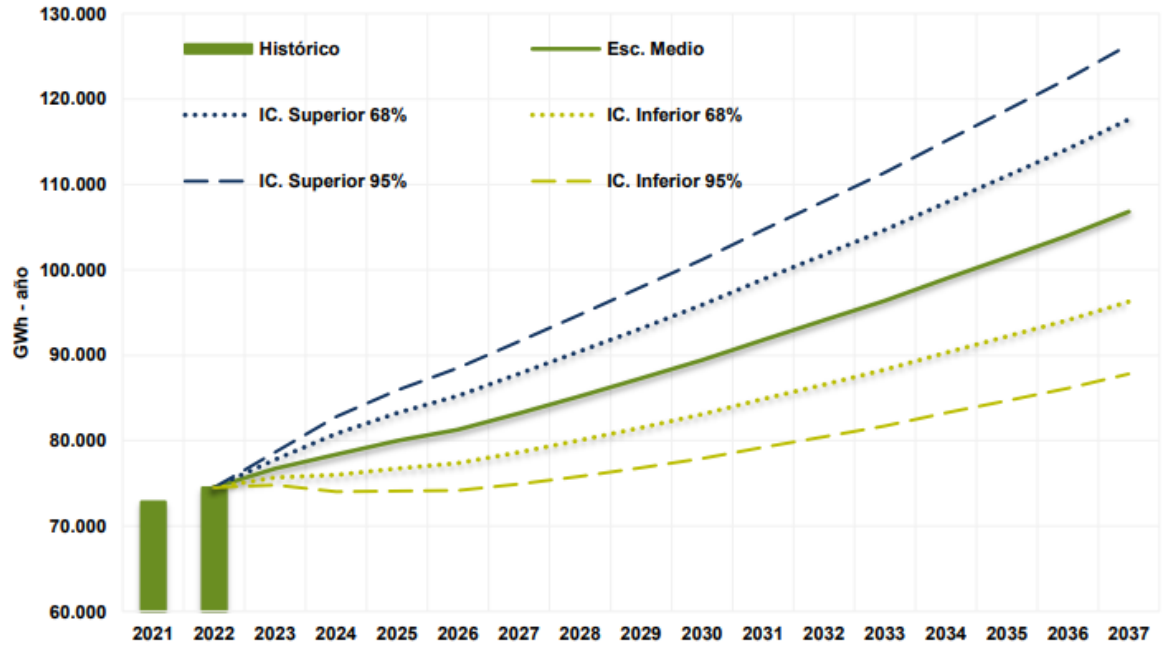

Figura 6. *Proyección anual de demanda energía eléctrica (GWh-año) – sin GCE, fuente:(UPME, 2023)*

La proyección de la UPME es utilizada por la CREG al momento de establecer la demanda objetivo de la subasta a realizar. La demanda objetivo se establece como la demanda total doméstica de energía para cada uno de los meses comprendidos entre el 1 de diciembre y el 30 de noviembre del año siguiente al periodo de planeación, más un porcentaje que fija la CREG, normalmente la CREG siempre toma el escenario alto para establecer la demanda objetivo (CREG, 2018).

Adicionalmente, este mecanismo ha incentivado la participación de proyectos de generación de todo tipo de tecnología en la participación de la asignación de OEF mediante subastas primarias convocadas por la CREG, una muestra de esto ha sido los 33 proyectos que se les fue asignado OEF mediante la cuarta subasta de asignación de obligaciones de energía en firme que se realizó en el 2024 para la asignación del periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2027 al 30 de noviembre de 2028, convocada mediante Resolución CREG 101 034A de 2022, los resultados se muestran en la Figura 7:

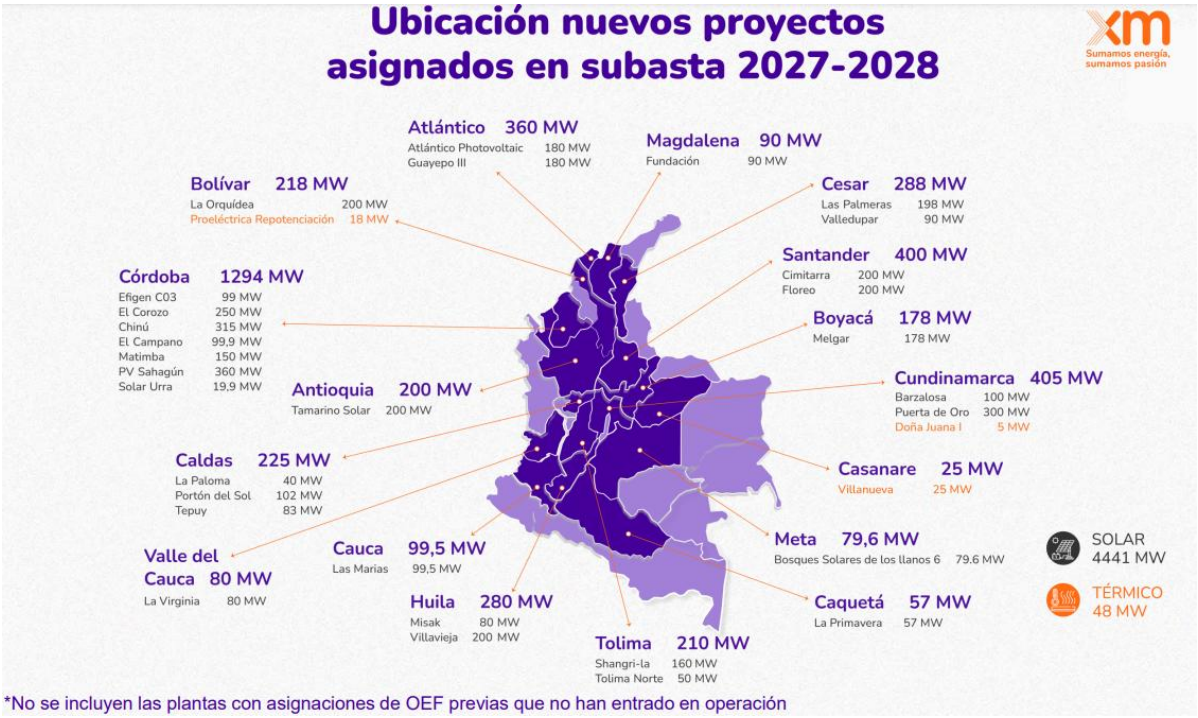

Figura 7. *Proyectos nuevos con asignación de OEF asignado en la cuarta subasta primaria convocada por la Resolución CREG 101 034A de 2022, periodo 2027-2028, fuente: (XM S.A E.S.P., 2025a)*

2.2 Mercado de Capacidad en Perú

El mercado eléctrico peruano se rige bajo el Decreto Ley N° 25844 de 1992 que estableció la Ley de Concesiones Eléctricas y Decreto Supremo N°009-93-EM. Este marco legal estableció la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, con el fin de fomentar la competencia en la generación y garantizar la eficiencia del sistema eléctrico (OSINERGMIN, 1993).

Dentro de esta estructura, la capacidad de generación es un elemento clave para garantizar la seguridad del suministro eléctrico. De acuerdo con lo anterior, el Mecanismo de Capacidad ha sido diseñado para proporcionar incentivos económicos a los generadores, asegurando que exista suficiente capacidad instalada para atender la demanda en todo momento (Castro, 2012).

El mecanismo de capacidad en Perú ha tenido dos etapas importantes desde su implementación. En el primer periodo que fue desde el año 1993 hasta 1998, todas las centrales de generación instaladas participaban en la remuneración, dando privilegio a las térmicas según su potencia firme, mientras que las hidráulicas recibían el monto residual según su disponibilidad. Desde 1999, se introdujo un esquema que se basa en una "Bolsa de Capacidad" gestionada por el COES, que distribuye los ingresos recolectados mediante tarifas en barra, lo cual se divide en un 70% como ingreso garantizado para las centrales de generación que cubrían la máxima demanda y la reserva, y un 30% como ingreso adicional para las centrales de generación despachadas. Este nuevo esquema buscó corregir desequilibrios anteriores; sin embargo, surgieron nuevos desafíos como déficits de reservas, debido principalmente a un crecimiento acelerado de la demanda frente a la oferta disponible (OSINERGMIN, 2014a).

La entrada de la Ley N° 28832 en 2006 marcó un antes y un después en la evolución del mercado eléctrico peruano, ya que introdujo el mecanismo de capacidad con el objetivo de garantizar la seguridad del suministro de energía. Esta ley fue un gran paso, ya que no solo incentivaría la generación de energía, sino que también aseguraría que la capacidad instalada fuera suficiente para cubrir la demanda en periodos críticos. En este sentido, el pago por capacidad se introdujo como una

herramienta clave dentro del mecanismo de capacidad, permitiendo que las plantas de generación recibieran compensaciones económicas por su disponibilidad de energía, sin necesidad de generar energía constantemente (Congreso de la República del Perú, 2006).

EL pago por capacidad no depende directamente de la energía producida, sino de la capacidad que tiene la planta para ser utilizada en momentos críticos. El mecanismo de capacidad fue diseñado, entre otras cosas, para incentivar la inversión en nuevas plantas de generación, asegurar la disponibilidad de las plantas existentes y fomentar la participación de los agentes del mercado eléctrico en la creación de un sistema confiable y robusto. De esta forma, la Ley N° 28832 sentó las bases para la implementación de este pago, logrando un sistema de remuneración para las centrales generadoras que cumplen con mantener su capacidad operativa disponible, garantizando así la fiabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) (Congreso de la República del Perú, 2006).

Los principales objetivos de este mecanismo incluyen:

- Garantizar que haya suficiente capacidad de generación para satisfacer la demanda en escenarios críticos.
- Incentivar la inversión en nuevas infraestructuras de generación.
- Reducir el riesgo de déficit energético y los costos asociados a cortes de suministro (Castro, 2012).

En la Figura 8, se presenta el modelo del mecanismo de capacidad y los diferentes componentes dentro de este mecanismo:

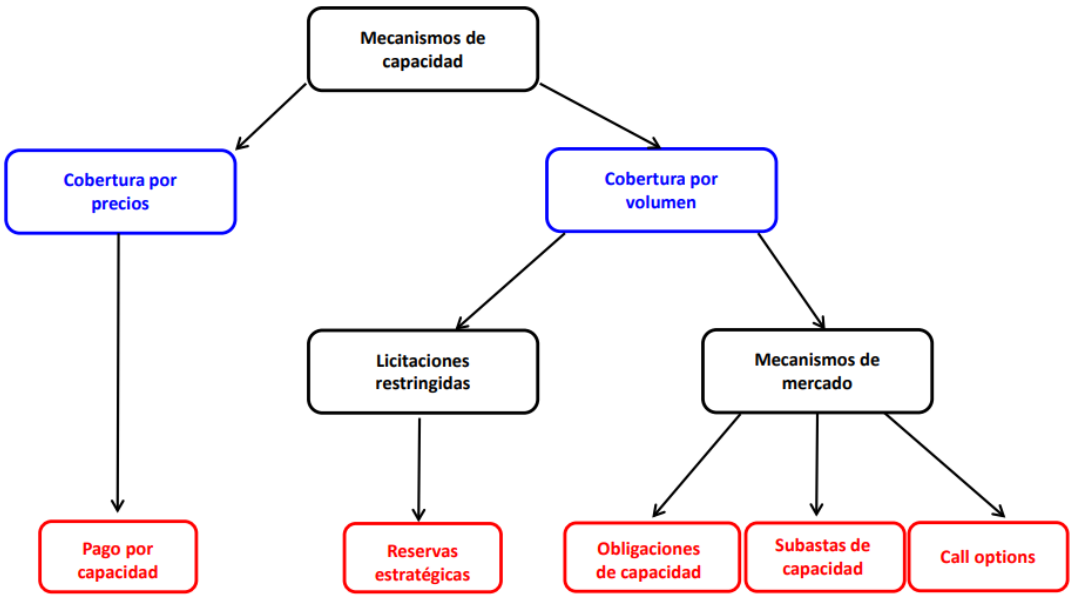

Figura 8. *Modelo del Mecanismo de Capacidad, tomado de OSINERGMIN (2014c).*

Los pagos por capacidad son un mecanismo administrativo que remunera a las centrales eléctricas un ingreso fijo adicional al que obtienen por la venta de energía, con el fin de que cubran sus costos fijos, especialmente para aquellas plantas que solo operan durante picos de demanda. Esta forma de remuneración busca garantizar la confiabilidad del sistema incentivando la disponibilidad de capacidad de generación; esto no garantiza que se cumpla con los criterios de eficiencia de mercado.

Este mecanismo ha sido implementado mediante una remuneración basada en el costo de expansión, que intenta reflejar el costo fijo de una central de punta. Sin embargo, al ser una asignación

administrativa, puede generar controversias sobre su reparto y no necesariamente promueve inversiones en nuevas capacidades de forma eficiente o suficiente (OSINERGMIN, 2014c).

Por otro lado, las reservas estratégicas consisten en la contratación directa por parte del operador del sistema (COES) de una capacidad de generación, la cual actúa fuera del despacho económico y solo se activa en situaciones de emergencia o escasez. Normalmente se contratan mediante licitaciones de largo plazo y se determinan con base en un análisis del margen de reserva requerido para que el sistema funcione correctamente. En Perú y Suecia, por ejemplo, se han utilizado este tipo de esquemas. Sin embargo, presentan limitaciones como el no abarcar toda la base de generación y ofrecer pocos incentivos a la disponibilidad y podrían distorsionar el mercado de energía, afectando las decisiones de inversión en nuevas centrales (OSINERGMIN, 2014c).

Actualmente, los mecanismos más utilizados en Perú son el pago por capacidad y las reservas estratégicas. El pago por capacidad fue establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas, mientras que las reservas estratégicas se incorporaron mediante licitaciones específicas, conocidas como reservas de urgencia, cuyo nivel es determinado previamente por el Ministerio de Energía y Minas (OSINERGMIN, 2014c). Sin embargo, para esta ocasión abordaremos el pago por capacidad y sus definiciones alrededor de este mecanismo.

El Artículo 126 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por el Decreto Supremo Nº 009-93-EM, establece los criterios y procedimientos para determinar la Anualidad de la Inversión y el Precio Básico de Potencia (PBP). Este artículo asigna a OSINERGMIN la responsabilidad de fijar, cada cuatro años, la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF) de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) del sistema eléctrico (OSINERGMIN, 2017a).

El PBP es la remuneración que reciben los generadores por la disponibilidad de su capacidad para atender la demanda máxima del sistema eléctrico. Se determina sumando la anualidad de la inversión de la unidad de punta y los costos fijos anuales de operación y mantenimiento, ajustados por factores que consideran la tasa de indisponibilidad fortuita de la unidad y el margen de reserva firme objetivo del sistema (OSINERGMIN, 2003).

El TIF, como se menciona en uno de los párrafos anteriores, se calcula cada cuatro años con el MRFO; sin embargo, el TIF es un indicador que refleja la disponibilidad operativa de las unidades de generación en el sistema eléctrico, debido a fallas inesperadas o eventos no programados. Ambos parámetros son fundamentales para garantizar la confiabilidad y la eficiencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) (OSINERGMIN, 2017a).

El MRFO es un parámetro del sistema eléctrico que representa el nivel óptimo de reserva de generación firme requerido para asegurar la confiabilidad del suministro eléctrico ante situaciones críticas o inesperadas y se determina mediante una metodología que busca equilibrar la confiabilidad del suministro eléctrico y la eficiencia económica. Este proceso implica proyectar la demanda eléctrica y planificar la expansión de la generación para un período específico, considerando tanto las unidades existentes como los proyectos futuros (OSINERGMIN, 2017a).

En la Figura 9, se presenta una gráfica que muestra la proyección de la demanda del SEIN, elaborada por el COES para el período comprendido entre 2024 y 2027:

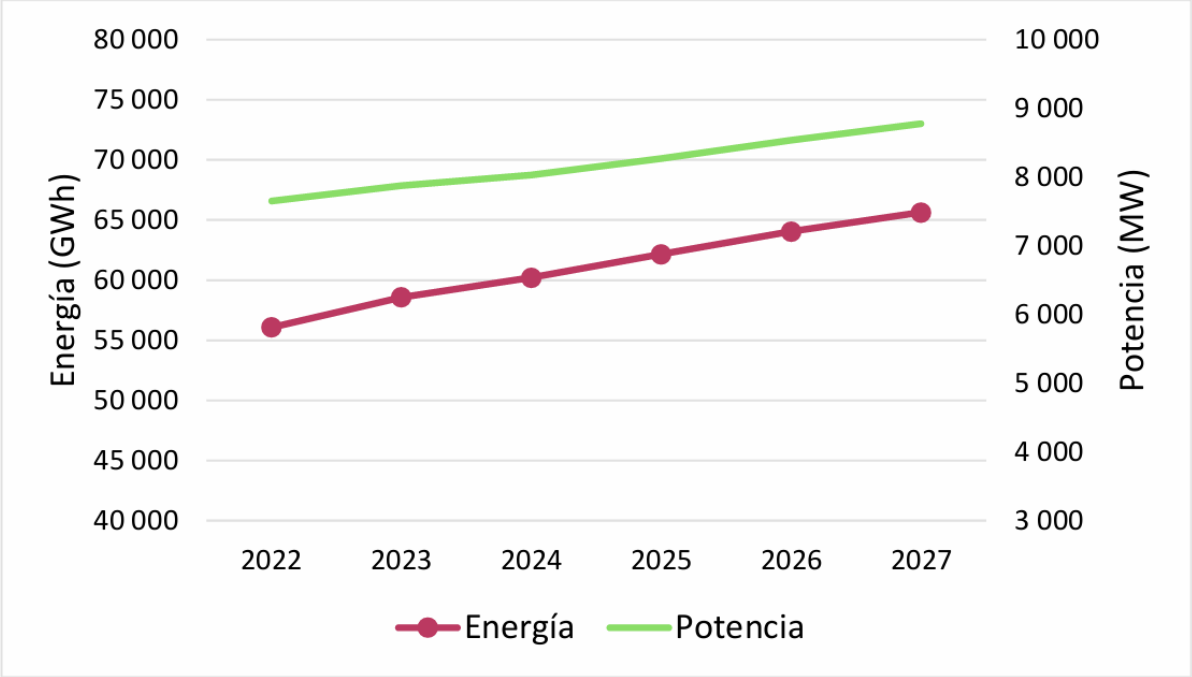

***Figura 9**. Proyección de la demanda del SEIN de Perú realizada por el COES, tomado de (OSINERGMIN, 2003)*

Según la proyección de la Figura 9, entre 2024 y 2027, el SEIN incorporará nuevas unidades de generación que sumarán 1,116 MW netos, lo que representa un incremento del 8.5% respecto a la Potencia Efectiva del SEIN en 2023, que es de 13,116 MW. De este aumento, el 9% se ubicará en la zona Norte, el 32% en la zona Centro y el 59% en la zona Sur del país (OSINERGMIN, 2003).

Por otra parte, la potencia firme es la cantidad de potencia que una unidad de generación puede suministrar con alta seguridad, el cálculo de la potencia firme está regulado a través del procedimiento técnico del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) N° 26, el cual establece la metodología y técnicas para su determinación. Este procedimiento ha sido sujeto a modificaciones a lo largo del tiempo, especialmente para considerar fuentes de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER), como lo es la energía solar y eólica (OSINERGMIN, 2018). A continuación, se presenta un resumen de lo que sería para cada tipo de tecnología:

- **Centrales termoeléctricas**: Se calcula considerando la potencia efectiva de la unidad y ajustándola por su factor de indisponibilidad fortuita (FIF) en las horas de punta del sistema.
- **Centrales hidroeléctricas**: Se basan en la energía promedio disponible durante el período de estiaje, con una probabilidad de excedencia del 95% y considerando su capacidad de entrega durante las horas de regulación.
- **Centrales con Recursos Energéticos Renovables (RER)**: Se determina según la producción media registrada en las horas punta definidas por el Ministerio de Energía y Minas durante los últimos 36 meses (OSINERGMIN, 2018).

Finalmente, el mercado de capacidad en Perú ha sido un elemento clave para la estabilidad del SEIN. En términos de capacidad instalada, el sistema eléctrico peruano pasó de **2,172 MW en 1993** (Castro, 2012) **a 14,460 MW en 2025**, lo que evidencia un crecimiento significativo de la generación (COES, 2025b).

No obstante, el modelo presenta algunas limitaciones:

- **Falta de incentivos para tecnologías limpias:** Si bien existen subastas de renovables, el mecanismo de capacidad sigue dependiendo en gran medida de fuentes fósiles.
- **Barreras regulatorias:** El proceso de obtención de permisos para nuevas plantas hidroeléctricas y renovables sigue siendo complejo y lento.
- **Problemas de transmisión:** La infraestructura de redes no ha crecido al mismo ritmo que la generación, lo que limita la eficiencia del sistema (Batlle et al., 2012).

A lo largo de los años, los mercados eléctricos en América Latina han pasado por importantes transformaciones con el objetivo de garantizar un suministro confiable de energía en un entorno de mayor competencia y liberalización. De acuerdo con lo anterior, tanto en Colombia como en Perú, los mecanismos de capacidad han surgido como una respuesta a las deficiencias de los modelos anteriores, ajustándose a las particularidades de cada sistema eléctrico.

En Colombia, el Cargo por Confiabilidad ha impulsado la inversión en generación mediante subastas de Obligaciones de Energía Firme (OEF), asegurando la disponibilidad de energía en momentos críticos. Por otra parte, en Perú, el Mercado de Capacidad ha evolucionado con el tiempo, pasando de un esquema administrativo a modelos más flexibles que buscan mejorar la asignación de capacidad.

A pesar de estos avances, ambos países siguen enfrentando desafíos, como la integración eficiente de energías renovables, la estabilidad del suministro eléctrico y la correcta asignación de recursos. Analizar y comparar el desempeño de estos mecanismos no solo permitirá entender sus fortalezas y debilidades, sino que también brindará aprendizajes clave para mejorar la regulación del sector y promover un sistema energético más eficiente y sostenible en cada país. En el próximo capítulo se hace una revisión de la literatura alrededor de los mecanismos de capacidad en Colombia y Perú.

3. Revisión de literatura

La revisión de la literatura se llevó a cabo en las bases de datos académicas tales como: Scopus, Google Scholar y el Repositorio Institucional de la Universidad Nacional de Colombia. El objetivo es tener una base amplia de las investigaciones que se han realizado a nivel nacional e internacional relacionadas con el cargo por confiabilidad en Colombia y con el mercado por capacidad en Perú. La revisión de literatura se hizo en inglés y en español. Las ecuaciones de búsqueda utilizadas fueron las siguientes:

- Cargo AND confiabilidad AND Colombia
- Reliability AND charge AND colombia
- capacity AND charge AND energy AND Perú
- (reliability AND charge) OR (capacity AND market AND energy) AND Perú

Se encontraron aproximadamente 50 artículos, los cuales fueron depurados utilizando un criterio de correlación relacionado con la descripción del mecanismo y análisis comparativos tanto del cargo por confiabilidad en Colombia como el mecanismo de capacidad en Perú. A continuación, se muestran 18 Artículos relevantes del tema a abordar:

Tabla 1. *Artículos de referencia para el desarrollo de los objetivos planteados*

Artículo	Metodología	Principales Conclusiones
Gallardo, J., García, R., Távara, J. (2005) - Instituciones y Diseño de Mercado en el Sector Eléctrico Peruano: Análisis de la Inversión en Generación	Simulaciones y análisis de sensibilidad. Se utiliza un modelo marginalista y de optimización para determinar la combinación de tecnologías más eficiente en la provisión del servicio eléctrico.	Se identificó que la reforma del mercado eléctrico peruano presenta dificultades para atraer inversiones adecuadas debido a rigideces en la fijación de tarifas y el predominio de las centrales hidráulicas. Las simulaciones mostraron que el costo de capital y los precios de los combustibles tienen un impacto significativo en la participación de tecnologías como el gas natural. Se recomienda mejorar el diseño institucional para fortalecer la regulación y las inversiones.
Reyes, L. (2008) - Estudio comparativo del mecanismo de cobertura CXC en Colombia y otros países	El estudio es un análisis comparativo de los mecanismos de cobertura para garantizar la confiabilidad en sistemas eléctricos. Se compara el Cargo por Confiabilidad en Colombia con otros mecanismos en California, New England, Argentina y Brasil.	1. Los diseños de mercado mal definidos han causado riesgos e ineficiencias mucho más costosos que los eventos de escasez, como ocurrió en California. 2. No hay un mecanismo ideal que garantice confiabilidad y eficiencia sin costo adicional. 3. La dicotomía entre contratos de energía a largo plazo y mercados de capacidad a corto plazo afecta el diseño de los mecanismos. 4. El mercado de solo energía es susceptible al abuso de poder de mercado. 5. Los mecanismos de pago por capacidad presentan debilidades para asegurar la confiabilidad. Se recomienda un mecanismo basado en energía firme.
Rodilla, P., Batlle, C., Salazar, J., Sánchez, J.J. (2011) - Modeling generation expansion in the context of a security of supply mechanism based on long-term auctions. Application to the Colombian case	El estudio utiliza un modelo de dinámica de sistemas combinado con un modelo de costos de producción estratégica para simular los mecanismos de subastas de largo plazo en el contexto colombiano. El modelo simula tres módulos: el módulo de decisiones del regulador, el módulo de decisiones de inversión	1. El mecanismo de Cargo por Confiabilidad (Reliability Charge) cumple su objetivo de captar nuevos recursos de inversión para la generación de energía, asegurando una mayor estabilidad en las inversiones a largo plazo. 2. Los ciclos de inversión para cada tecnología son claramente identificables, provocados por la respuesta tardía en la dinámica de inversiones a largo plazo. 3. La intervención regulatoria puede modificar

	de las empresas generadoras, y el módulo de subastas a largo plazo.	significativamente los resultados del mecanismo, como en el caso de la asignación de Energía Firme a plantas hidroeléctricas.
García Carpio, Raúl Lizardo (2012) - Regulación y supervisión del sector eléctrico	Estudio teórico y análisis de riesgos en mercados eléctricos.	Propuesta de un mercado de capacidad con contratos de cobertura de capacidad para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico. El estudio concluye que un sistema de opciones de compra de capacidad es más adecuado para gestionar los riesgos de corto plazo y mejorar la inversión en el sector energético.
Vásquez, A., Vilches, C., Aurazo, J. (2014). - Implementación de un mercado de capacidad en el mercado eléctrico peruano	Revisión de mecanismos de capacidad a nivel global (España, Reino Unido, Perú, entre otros) para analizar la viabilidad de implementar un mercado de capacidad en Perú. Análisis económico sectorial basado en comparaciones de estructuras y precios del mercado de capacidad.	1. El mercado de capacidad es necesario para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico peruano, especialmente en periodos de alta demanda o contingencias operativas. 2. La implementación de un mercado de capacidad permitiría generar señales claras de precios para la inversión en generación eléctrica. 3. Los mecanismos existentes como el pago por potencia y las reservas estratégicas no son adecuados y carecen de estabilidad. 4. Se recomienda adoptar un modelo de subastas de capacidad y obligaciones de capacidad, con incentivos para la disponibilidad durante períodos de estrés del sistema.
Ormeño, V. & Vásquez, A. (2014) - Mercados de Capacidad y Confiabilidad en el Sector Eléctrico: Aspectos Conceptuales y Experiencias Internacionales	Revisión teórica y análisis de experiencias internacionales (Reino Unido, España, Francia, Suecia, Colombia, Perú)	1. La implementación de mercados de capacidad busca mejorar la confiabilidad en los sistemas eléctricos y asegurar la inversión en generación de capacidad adicional. 2. Mecanismos como el pago por capacidad y las reservas estratégicas son comunes, pero no siempre adecuados para promover la inversión a largo plazo. 3. Los mercados de capacidad deben considerar mecanismos de competencia y flexibilización para evitar distorsiones y fomentar la inversión eficiente. 4. Perú ha adoptado el mecanismo de pago por capacidad basado en costos de expansión, con resultados mixtos.
Arango, E. (2014) - Análisis del cargo por confiabilidad y su impacto en el sector eléctrico colombiano	Estudio documental con enfoque cualitativo y análisis descriptivo de datos históricos del cargo por confiabilidad, su normatividad, resultados de subastas y evolución del parque de generación en Colombia.	1. El cargo por confiabilidad ha cumplido parcialmente su objetivo de garantizar la confiabilidad del sistema, especialmente durante fenómenos como El Niño. 2. Las subastas han promovido la inversión en generación térmica, pero con limitaciones en la integración de fuentes renovables. 3. Se han presentado distorsiones económicas derivadas del diseño del mecanismo, como la posible sobre-remuneración de algunas plantas. 4. Se recomienda realizar ajustes regulatorios para mejorar la eficiencia del esquema, fortalecer los criterios de asignación de obligaciones y asegurar un costo eficiente para los usuarios finales.
Ospina, A., Palacios, D. (2016) - Cargo por confiabilidad: ¿éxito o fracaso?	Análisis económico del modelo del cargo por confiabilidad en Colombia, con revisión de su naturaleza jurídica y efectos en el mercado energético.	El estudio concluye que el modelo de cargo por confiabilidad, aunque logró avances significativos en la mejora del suministro de energía, presenta limitaciones que afectan su eficiencia. Se proponen ajustes para garantizar la sostenibilidad y reducir los costos de transacción en el mercado eléctrico colombiano.

Newbery, D. (2016). Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors. Energy Policy, 94, 401–410.	Revisión conceptual y análisis crítico del diseño del mercado de capacidad del Reino Unido. Se analizan modelos económicos de escasez, el Value of Lost Load (VoLL) y las decisiones regulatorias usando evidencia empírica del caso británico. También se compara con experiencias europeas y se incorporan herramientas como el método del "Least Worst Regret"	1. Los mecanismos de subasta de capacidad tienden a la sobrecontratación, lo cual puede agravar el problema de “missing money”. 2. Se subestima el papel de los interconectores, a pesar de que pueden contribuir significativamente a la seguridad del sistema. 3. La falta de mercados para servicios complementarios (flexibilidad, respuesta rápida, etc.) representa un problema de “missing markets” que debe abordarse. 4. La fijación política del volumen de capacidad a contratar introduce sesgos que limitan la eficiencia del mecanismo. 5. Se propone que una señalización eficiente de precios y contratos de largo plazo podrían reemplazar mecanismos complejos de capacidad. 6. La coordinación regional es deseable, pero no es indispensable si los países permiten señales de escasez y reglas claras de intercambio a través de interconectores.
Ramírez, S. (2017) - Effect on security of supply of renewable energy penetration in an electricity market: risks, opportunities, and challenges	Modelo de simulación basado en dinámica de sistemas	1. La penetración de energías renovables, como la solar y eólica, en el mercado eléctrico colombiano contribuye a estabilizar el sistema de generación a mediano y largo plazo, reduciendo la volatilidad en los precios y aumentando la seguridad de suministro. 2. La hidroeléctrica en Colombia, aunque crucial, ha mostrado alta volatilidad debido a la dependencia del clima, lo que aumenta los riesgos de inversión. 3. Los mecanismos de capacidad, como el cargo por confiabilidad en Colombia, enfrentan desafíos para garantizar la inversión en capacidad nueva debido a la volatilidad de precios y la incertidumbre climática.
Pérez, S., Gómez, Y., Ortega, J., Angarita, E. (2017) - Estudio comparativo de modelos de mercados eléctricos en países de America Latina	Análisis comparativo de los mercados eléctricos de América Latina, considerando aspectos como modelo de mercado, costos, tarifas y marcos regulatorios. Se realizan análisis cuantitativos sobre contratos a largo plazo y transacciones internacionales en mercados eléctricos.	Se identificaron diferencias significativas en los modelos de mercados eléctricos de países de América Latina, incluyendo la operación bajo contratos a largo plazo y las interconexiones internacionales. Para mejorar la eficiencia y confiabilidad, se propone crear mercados regionales integrados y establecer reglas más claras para los contratos de capacidad.
García, O. (2017) - El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: Características, Evolución e Impacto sobre otros Sectores	Estudio descriptivo y análisis comparativo de la evolución y situación del mercado eléctrico colombiano desde las reformas de 1994.	1. El modelo de reformas implementado desde 1994 ha mostrado avances significativos en términos de calidad del servicio, eficiencia y sostenibilidad financiera. 2. Se requiere continuar mejorando la regulación y optimizar el sistema actual para garantizar la competitividad y sostenibilidad del mercado. 3. Las reformas impulsaron la participación privada y establecieron una regulación independiente, aunque algunas debilidades persisten, como la falta de confianza en el mercado y la manipulación de subsidios.
Zapata, S., Castaneda, M., Garcés, E., Franco, C. J., & Dyner, I. (2018) - Assessing security of supply in a largely hydroelectricity-based system: The Colombian case	Modelado y simulación mediante Dinámica de Sistemas aplicada al mercado eléctrico colombiano. Se analizaron siete escenarios que incluyen condiciones normales y extremas (fenómenos climáticos, fallas en plantas de respaldo,	1. El mecanismo de cargo por confiabilidad ha promovido una sobrecapacidad en el sistema, sin garantizar la seguridad de suministro en condiciones extremas como sequías prolongadas. 2. Los precios de electricidad se disparan en escenarios de falla o escasez de plantas de respaldo, revelando debilidades estructurales del

	retrasos en la entrada en operación).	mecanismo actual. 3. La dependencia de la hidroeléctrica y la falta de diversificación tecnológica aumentan la vulnerabilidad del sistema. 4. La integración de energías renovables puede reducir la volatilidad de precios y mejorar la seguridad del suministro. 5. Se requieren ajustes al diseño del mecanismo de capacidad, incluyendo políticas complementarias y diversificación de fuentes.
López Deaza, R. K. (2019) - *Cargo por Confiabilidad: ¿Señal de expansión de la inversión del parque generador y de cubrimiento de la demanda de energía eléctrica en Colombia en condiciones críticas?*	Se realiza un análisis descriptivo y cuantitativo del Cargo por Confiabilidad en Colombia, evaluando su diseño, funcionamiento y resultados desde su implementación en 2006. Se estudian datos de convocatorias, asignaciones, precios de energía firme y crecimiento de capacidad de generación.	1. El Cargo por Confiabilidad aseguró la oferta de energía firme y evitó racionamientos durante periodos críticos. 2. Sin embargo, no generó señales suficientes de expansión ni incentivó nuevas inversiones en tecnologías eficientes. 3. Se recomienda ajustar el diseño del mecanismo para fortalecer la competencia y la diversificación del parque generador.
Juvinao, C (2020) - Lecciones del Cargo por Confiabilidad en Colombia como un mecanismo de incentivo a la generación de energía eléctrica	Análisis cualitativo y cuantitativo de los cambios regulatorios asociados al Cargo por Confiabilidad en Colombia durante el fenómeno de El Niño (2006-2018).	1. La inestabilidad regulatoria ha generado redistribuciones de rentas entre los agentes, beneficiando a los grupos de presión mejor organizados.
Sanguano Yapo, N. S. (2021). Evaluación de la confiabilidad del sistema de generación y transmisión considerando fallas de causa común en líneas y el método Monte Carlo.	Se aplica el método de simulación de Monte Carlo secuencial para evaluar la confiabilidad del sistema de generación y transmisión considerando fallas de causa común. El modelo se implementa en MATLAB sobre dos sistemas de prueba (de tres barras), calculando índices probabilísticos como LOLP, LOLE, EENS y EIR.	1. La simulación permite identificar la variación de los índices de confiabilidad del sistema bajo diferentes horizontes de análisis (3, 5 y 10 años). 2. Los índices de confiabilidad mejoran con la expansión de las líneas de transmisión, demostrando la necesidad de reforzar la infraestructura ante fallas comunes. 3. Las fallas de causa común incrementan significativamente la probabilidad de interrupciones y pérdidas de carga. 4. El método de Monte Carlo demuestra ser una herramienta efectiva para planificar la expansión del sistema eléctrico y estimar el comportamiento ante contingencias múltiples. 5. Se recomienda aplicar el modelo a sistemas eléctricos reales para apoyar la toma de decisiones de planeamiento y confiabilidad.
Gómez Pérez, C. M., & Barrientos Marín, J. (2023). Pricing evolution in the Colombian electricity market: Does regulation matter? The Electricity Journal, 36, 107340.	Se aplica un diseño de regresión discontinua en el tiempo (RDiT) para medir el impacto de la Resolución CREG 071 de 2006 sobre el precio spot de la electricidad en Colombia, usando series históricas y variables de control del mercado eléctrico.	1. La Resolución CREG 071 de 2006 generó un aumento promedio del 12% en el precio spot de la electricidad. 2. El Cargo por Confiabilidad modificó los incentivos de los generadores, quienes trasladaron mayores costos de oportunidad a sus ofertas. 3. Se observó un incremento en los precios de contratos a largo plazo y en las ofertas de generación posteriores a la regulación. 4. En un mercado altamente concentrado, el mecanismo no redujo los precios como se esperaba teóricamente, sino que reforzó la concentración del poder de mercado. 5. Se recomienda fortalecer el diseño regulatorio para evitar efectos adversos sobre los precios y mejorar la competencia.

Castrillón, L. (2024) - Ajustes al mecanismo de cargo por confiabilidad del sector eléctrico colombiano	Revisión exploratoria y análisis comparativo de mercados de capacidad en países seleccionados. Se utiliza un enfoque cuantitativo y cualitativo para evaluar el funcionamiento y las falencias del cargo por confiabilidad en Colombia.	1. El mecanismo de cargo por confiabilidad no ha cumplido adecuadamente con su objetivo de garantizar la energía en condiciones climáticas críticas. 2. Es necesario realizar ajustes en el cálculo del precio de escasez y en la remuneración de energía firme. 3. Los generadores no cumplen con sus obligaciones de disponibilidad de energía, lo que pone en duda la efectividad del mecanismo en situaciones de emergencia.

Como resultado de la revisión de literatura se encontró que Colombia implementa un mecanismo que tiene como objetivo asegurar la confiabilidad del sistema a partir de recursos de generación en condiciones de escasez, es decir, en momentos de baja hidrología. El mecanismo está diseñado como una opción física y financiera. Por otra parte, Perú optó por un mecanismo para garantizar la capacidad instalada necesaria para asegurar la demanda en picos de demanda o situaciones críticas, y estaría más enfocado a retribuir a las plantas generadoras por la disponibilidad para suministrar energía sin necesidad de generar de manera continua como se da en el mercado colombiano.

Sin embargo, ambos mecanismos buscan asegurar la confiabilidad y la disponibilidad de capacidad de generación, pero lo hacen con estructuras regulatorias y de implementación diferentes, esto hace interesante el estudio de sus diferencias, su forma de asignación, sus variaciones regulatorias y el impacto en las tarifas para el usuario final, entre otros aspectos. Algunos de los documentos encontrados se centran en identificar tanto las diferencias como las similitudes, las cuales nos van a permitir comparar y establecer un conjunto de métricas que permitan comparar estos dos mecanismos.

Basado en lo mencionado anteriormente en el próximo capítulo se presentan los objetivos de esta investigación y la metodología usada.

4. Objetivos y Metodología

4.1 Objetivos

4.1.1 Objetivo General

- Comparar el desempeño del Cargo por Confiabilidad de Colombia y el mecanismo de Capacidad de Perú.

4.1.2 Objetivos Específicos

- Establecer un conjunto de métricas para comparar el cargo por confiabilidad en Colombia y el mecanismo de capacidad en Perú.
- Identificar las lecciones aprendidas derivadas de la implementación y funcionamiento del Cargo por Confiabilidad de Colombia y del Mecanismo de Capacidad de Perú.

4.2 Metodología

Para lograr cada uno de los objetivos descritos en este proyecto, se presenta la siguiente metodología por medio de tres fases, las cuales explicamos a continuación:

4.2.1 Fase 1 - Objetivo Específico 1

En esta fase inicial, se realizó una revisión documental y un análisis normativo para identificar las fortalezas y debilidades del Cargo por Confiabilidad en Colombia y del mecanismo de capacidad en Perú. Se llevó a cabo una revisión detallada de estudios, artículos, documentos regulatorios y políticas relacionados. Esta revisión proporcionó las herramientas necesarias para identificar las principales fortalezas y debilidades de cada mecanismo y establecer un marco de comparación entre ambos.

4.2.2 Fase 2 - Objetivo Específico 2

Para esta segunda fase, se centró en definir y desarrollar las métricas comparativas para realizar una comparación directa entre el Cargo por Confiabilidad en Colombia y el mecanismo de capacidad en Perú. Estas métricas reflejan diferentes aspectos de la implementación del mecanismo y el impacto de su funcionamiento en el costo de la tarifa al usuario final.

4.2.3 Fase 3 - Objetivo General

Esta última fase integra los resultados obtenidos en las etapas anteriores y desarrolla un análisis integral. Se realizó una comparación entre los mecanismos seleccionados y las métricas definidas en la fase 2, considerando la disponibilidad de información. A partir de este análisis, se sacaron conclusiones, identificando fortalezas, debilidades y oportunidades de mejora en cada mecanismo evaluado. Esta etapa no solo permitió alcanzar el objetivo general del estudio, sino también formular recomendaciones prácticas y ofrecer insumos valiosos para el diseño y ajuste de las regulaciones energéticas en ambos países.

A continuación, se presenta un resumen de lo que será cada una de las fases en relación con cada uno de los objetivos descritos en el numeral 4.2:

***Tabla 2**. Resumen Objetivo general y específicos*

Objetivo Específico 1	• Revisión documental y análisis normativo del Cargo por Confiabilidad en Colombia y el mecanismo de capacidad en Perú para identificar fortalezas y debilidades.
Obejtivo Específico 2	• Definición de métricas y comparación entre el Cargo por Confiabilidad en Colombia y el mecanismo de capacidad en Perú.
Objetivo General	• Análisis y conclusiones.

5. Lecciones aprendidas derivadas de la implementación y funcionamiento del Cargo por Confiabilidad de Colombia y del Mecanismo de Capacidad de Perú

5.1 Identificación de las fortalezas y debilidades del mecanismo del Cargo por Confiabilidad en Colombia

Varios estudios reconocen que el Cargo por Confiabilidad (CXC) ha cumplido su propósito de incentivar la inversión y garantizar la generación en Colombia. Este mecanismo, implementado en el año 2006*, "ha viabilizado la inversión en los recursos de generación que requiere el país, para garantizar de manera eficiente la atención de la demanda en condiciones críticas (…) brindando señales económicas de inversión a largo plazo y permitiendo la estabilización de los ingresos de los generadores beneficiarios del cargo*" (Ospina & Mosquera, 2016).

Según López (2019), *"el cargo por confiabilidad es una señal para la expansión de la inversión del parque generador, pues a través de su participación en el cubrimiento de los costos de instalación de las plantas determina cuáles tecnologías se desarrollarán",* es decir, el CXC funciona desde el momento de la asignación, dicha asignación se da por los mecanismos que dispone el mercado de energía como por ejemplo las subastas primarias.

El CXC es una señal para incentivar la inversión en las tecnologías de generación que requiera el mercado, dado que contribuye al cubrimiento de los costos de inversión de las nuevas plantas de generación.

Por otra parte, Juvinao (2020) considera que el CXC está orientado a viabilizar la inversión de proyectos de generación para garantizar la atención de la demanda en condiciones críticas a través de señales de largo plazo y la estabilización del ingreso de los generadores.

El CXC ha permitido que los generadores tengan un ingreso fijo por el servicio prestado (López, 2019), es decir, que este mecanismo ha permitido mitigar la incertidumbre provocada por la alta dependencia del agua para la generación de energía eléctrica en Colombia y ha incentivado a los generadores a aumentar su capacidad, permitiendo que el sistema pueda responder eficientemente en eventos de escasez o críticos.

El CXC se ha mostrado como el mecanismo que contribuye a proteger la demanda de los altos precios del mercado eléctrico al poner un techo al precio del mercado a cambio de una prima que paga el usuario (CREG, 2006). En palabras de la autora, *"el mercado capta la disposición a pagar de los usuarios por la confiabilidad, ya que la demanda no ajusta su consumo ante eventualidades en el corto plazo [...] sin que los usuarios estén expuestos a precios excesivamente altos incluso superiores a los costos de racionamiento o asuman el riesgo de desabastecimiento como señala (Comisión de Regulación de energía y gas, 2004)"* (López, 2019).

Una de las fortalezas que mencionan Villareal y Córdoba (2008) es la implementación de un sistema de penalidades e incentivos que motiva a los generadores a mantener estándares de confiabilidad y eficiencia operativa. Para lo cual, el autor lo divide en penalidades implícitas y explícitas. Las penalidades implícitas están relacionadas con la diferencia entre el precio de la

Bolsa (spot) y el precio de escasez, de manera que, si un generador incumple con la entrega de la energía comprometida, debe asumir el costo de esa diferencia.

Este mecanismo funciona como motivación al desempeño, debido a que se impone un castigo financiero e incentiva a la eficiencia en la operación y la indisponibilidad. Tal como lo mencionan Villareal & Córdoba (2008) : *"esta penalidad funciona como un incentivo para los generadores a operar de tal manera que su probabilidad de no estar disponibles sea mínima, logrando coherencia con la política de diseño de precios en Colombia".*

El CXC permitió ampliar en gran parte el parque de generación térmico de respaldo en un sistema principalmente hidroeléctrico, asegurando recursos firmes para enfrentar condiciones críticas (Fenómeno del Niño). Organismos del sector resaltan que, gracias al Cargo por Confiabilidad Colombia enfrentó el evento de El Niño de 2015 y 2016 sin racionamientos, aun con sequía y las fallas de gas natural, lo que refleja la solidez que este esquema aportó al sistema eléctrico (ACOLGEN, 2022). Agregando a lo anterior, sus beneficios incluyen: señales claras para nuevas inversiones, diversificación de la matriz (más térmicas de respaldo), ingresos estables para generadores y mayor seguridad de suministro en épocas de condiciones de escasez (ACOLGEN, 2022)(Ospina & Mosquera, 2016).

Ahora bien, las obligaciones de energía en firme que adquieren algunos de los generadores que hacen parte del mercado eléctrico colombiano, tienen la posibilidad de participar en algunas de las subastas, las cuales permiten planificar la capacidad de generación en el largo plazo, asegurando que el sistema eléctrico tenga suficiente oferta para cubrir la demanda, incluso en periodos de escasez (Gómez & Barrientos, 2023). Según los autores, entre 2018 y 2022 (enero), la OEF asignada fue superior a la demanda comercial del sistema, lo que refleja que, en caso de periodos de escasez, la demanda habría estado garantizada por la energía firme asignada a los generadores. A continuación, se presenta la Figura 10 que permite evidenciar lo mencionado por el autor:

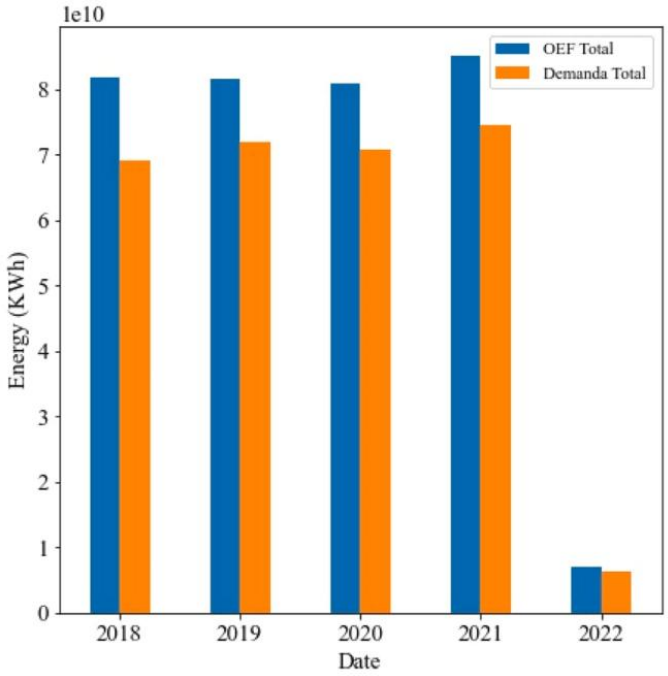

Figura 10. *Obligaciones de Energía Firme y demanda comercial de 2018 a 2022 (enero), tomado de (Gómez & Barrientos, 2023)*

A continuación, en la Tabla 3, se realiza una breve síntesis de las fortalezas encontradas y descritas anteriormente:

Tabla 3. *Fortalezas identificadas del cargo por confiabilidad en Colombia*

N°	Fortalezas	Autor
1	Ha incentivado la inversión en generación y garantizado el suministro en condiciones críticas.	Ospina & Mosquera (2016)
2	El CXC incentiva la variedad de tecnologías de generación, promoviendo inversiones en diversas plantas para asegurar el suministro a largo plazo	López (2019)
3	Protege a los usuarios finales de precios excesivamente altos y riesgos de racionamiento.	López (2019)
4	Proporciona ingresos fijos a los generadores hidráulicos, mitigando la incertidumbre asociada a la alta dependencia del agua.	López (2019)
5	Implementación de penalidades e incentivos para mantener estándares de confiabilidad y eficiencia operativa.	Villareal & Córdoba (2008)
6	Ampliación del parque de generación térmico, asegurando recursos firmes ante condiciones críticas	ACOLGEN (2022)
7	Señales claras para nuevas inversiones, diversificación de la matriz energética e ingresos estables para generadores confiables.	ACOLGEN (2022), Ospina & Mosquera (2016)
8	Mecanismos de subasta para la asignación de OEF que permiten planificar la capacidad de generación a largo plazo y garantizan el abastecimiento en escasez.	Gómez & Barrientos (2023)

Sin embargo, la implementación del CXC no ha estado exenta de críticas. Durante el fenómeno de El Niño que se dio entre los años 2015 y 2016 salieron a la luz incumplimientos puntuales de algunos generadores, casos donde plantas beneficiarias del CXC no entregaron la energía comprometida, lo que generó cuestionamientos por parte de las entidades de supervisión sobre la eficacia del mecanismo (Ospina & Mosquera, 2016).

Un ejemplo que fue citado fue la planta Termocandelaria, que a pesar de recibir el CXC no produjo energía en un momento crítico, provocando la percepción pública de que el "seguro" de confiabilidad no funcionó plenamente. Adicionalmente, en este periodo ocurrieron varios sucesos tales como la inoperatividad de algunas plantas de generación, las cuales llevaron al gobierno a intervenir para evitar un racionamiento generalizado (Ospina & Mosquera, 2016).

Sin embargo, para este periodo, algunas plantas para cumplir con los compromisos adquiridos de OEF, tuvieron que asumir pérdidas económicas, tal como lo establece ACOLGEN (2022): *"Del horro de $17 billones, el 97,2% ($16,5 billones) fue asumido por los generadores a través del pago por desviaciones del Cargo por Confiabilidad ($2,34 billones), las pérdidas de los generadores asociadas a la diferencia entre el costo variable y el Precio de Escasez ($0,49 billones) y la pérdida de la renta inframarginal al vender la energía al precio de bolsa para honrar el compromiso asociado a la OEF ($13,7 billones)".*

Se han identificado problemas en el diseño original del CXC, es decir, el precio de escasez, el cual es el precio que activa la *"condición crítica",* podría haber quedado desfasado en relación con los costos reales de operación. En otras palabras, el precio de escasez no estaría remunerando completamente los costos de generación de las plantas en situaciones críticas

que participan en este mecanismo. Ejemplo de esto fue lo que sucedió en el año 2015, cuando fue necesario aprobar sobrecostos de combustibles para evitar que algunas plantas térmicas salieran del sistema (Ospina & Mosquera, 2016).

Asimismo, se ha observado que el CXC ha introducido un efecto alcista en los precios de bolsa durante situaciones de escasez; un estudio econométrico halló que la variable del CXC implica un aumento del precio en un 13%. (Duque et al., 2016). Esto lo sustenta el autor como la actividad que realiza el generador de guardar energía para suplir sus OEF cuando la condición crítica se activa, lo que implica que los generadores activos disponen de menos capacidad para generar, reduciendo la oferta presente y causando el alza en los precios.

Otros autores, afirman que desde la entrada del mecanismo del CXC el precio de bolsa se incrementó cerca de 12%, los efectos que considera el autor son los siguientes: El cambio en el esquema de pagos por capacidad a un sistema basado en subastas de OEF, esto generó un mayor compromiso por parte de los generadores, lo cual elevó su percepción del costo de oportunidad. Esta nueva estructura incentivó a los agentes a ajustar sus estrategias de oferta en el mercado mayorista y trasladó este incremento de costos a los precios de la energía eléctrica. Además, la existencia de una alta concentración del mercado de generación limitó la competencia efectiva, lo que impidió que los beneficios esperados de estabilidad y reducción de costos se reflejaran en menores tarifas para los consumidores. Estos hallazgos sugieren que, si bien el CXC ha cumplido con suplir la energía eléctrica y mitigar los riesgos de desabastecimiento, también ha generado efectos colaterales en la dinámica de los precios del mercado eléctrico, con implicaciones en la competitividad y asequibilidad de la energía en el país (Gómez & Barrientos, 2023).

En resumen, las debilidades mencionadas anteriormente incluyen: riesgo de incumplimiento de obligaciones por algunos agentes, necesidad de ajustar periódicamente las variables, por ejemplo: el cálculo del precio de escasez para reflejar costos reales, mayores precios en bolsa en episodios críticos y complejidad regulatoria del esquema.

Estos desafíos han motivado revisiones por la CREG a lo largo del tiempo, en lo cual para el 2018 la CREG realizó ajustes tales como: cambiar de una subasta de reloj descendente a una subasta de sobre cerrado. Se replanteó la metodología del cálculo de ENFICC de plantas hidráulicas y se ajustó la periodicidad del seguimiento de las auditorías de Curva S para plantas nuevas, lo anterior fue realizado mediante la resolución CREG 103 de 2018.

En el año 2024 la CREG redefinió los precios de Escasez del CXC, con el objetivo de alinear los precios de escasez con los costos reales según el tipo de planta generadora y así prevenir que sin motivo superen el costo de racionamiento en situaciones críticas. Lo anterior, fue realizado mediante la Resolución CREG 101 066 de 2024 (CREG, 2023).

Así mismo, se resalta el impacto que ha generado el CXC en los precios de corto y largo plazo en el mercado eléctrico de energía. Luego de la implementación de este mecanismo se observó un aumento constante en el precio promedio de los contratos de energía, tanto para el mercado regulado (MR) como el no regulado (MNR), lo que indica que los costos del mecanismo se vieron trasladados al mercado de contratos (Gómez & Barrientos, 2023). A continuación, se presenta los costos promedios de los contratos entre 2003 y 2009 donde se evidencia el aumento del costo en los mercado regulados o no regulados:

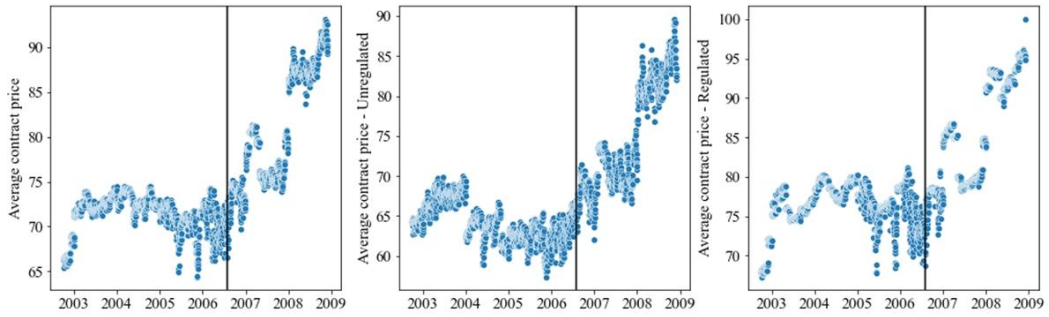

Figura 11. *Costo promedio de los contratos entre 2003 y 2009 del mercando regulado y no regulado en Colombia, tomado de: (Gómez & Barrientos, 2023)*

La Figura 11 evidencia una tendencia clara al alza en los precios de los contratos de electricidad tras la implementación de la regulación. El panel izquierdo muestra el comportamiento del precio promedio de los contratos agregados (mercado regulado y no regulado), mientras que el panel central y el derecho desagregan esta evolución para cada segmento. En todos los casos se observa un incremento posterior a la entrada en vigor de la medida, lo que sugiere que la regulación tuvo un impacto generalizado sobre el precio de contratación en el mercado eléctrico (Gómez Pérez & Barrientos Marín, 2023).

Finalmente, el autor expone que el CXC en cierta manera ha contribuido a la expansión de la capacidad instalada del país, sin embargo, el mecanismo no ha impedido la concentración de mercado, es decir, la mayor parte de capacidad instalada sigue siendo de unos pocos agentes del mercado, lo que limita la competencia e impide que se cumpla las condiciones teóricas para que se genere una disminución de precios (Gómez & Barrientos, 2023).

En relación con lo anterior, XM publicó en su página web las asignaciones de OEF desde el periodo cargo 2024-2025 hasta 2046-2047. Para evaluar el grado de concentración del mercado se utilizó el Índice de Herfindahl Hirschman (HHI) (Centro Competencia, 2022), el cual permite identificar la participación de cada agente y determinar si, en términos agregados, el mercado del Cargo por Confiabilidad presenta niveles significativos de concentración. El resultado de este análisis se presenta en la Figura 12:

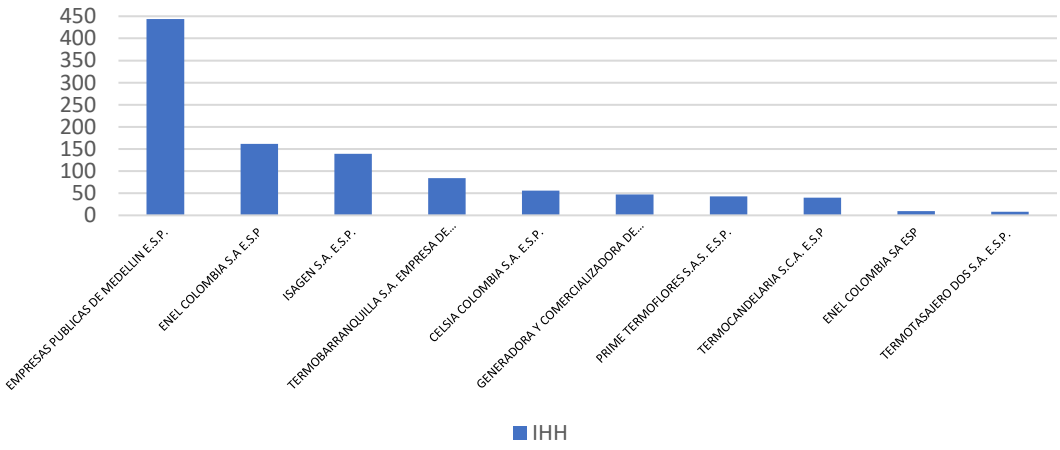

Figura 12. *Índice de Herfindahl Hirschman (HHI) aplicado a los agentes que adquirieron OEF entre el 2024 al 2047 para el cargo por confiabilidad en Colombia, elaboración propia con información de (XM S.A E.S.P., 2025e)*

Realizando el cálculo para el periodo del cargo desde el año 2024 hasta el año 2047 para los agentes del mercado en Colombia, se observa una concentración baja, con un IHH de 1043, de acuerdo con el índice, un IHH por debajo de 1500 se considera de poca concentración. Sin embargo, se observa una alta participación de tres principales empresas como lo son: Empresas Públicas de Medellín (EPM), Enel Colombia (ENEL) e ISAGEN que representarían el 45,4% de participación en el mercado, lo que indica un riesgo de concentración actual si continúan aumentando su participación en el mercado.

A continuación, en la Tabla 4, se realiza una breve síntesis de las debilidades encontradas y descritas anteriormente:

Debilidades identificadas del cargo por confiabilidad en Colombia

Tabla 4. *Debilidades identificadas del cargo por confiabilidad en Colombia*

N°	Debilidades	Autor
1	Incumplimientos y fallas operativas durante eventos críticos, como El Niño 2015-2016, que afectaron la credibilidad del esquema.	Ospina & Mosquera (2016)
2	Alto riesgo económico para los generadores, quienes asumieron pérdidas significativas para cumplir con sus OEF.	ACOLGEN (2022)
3	Distorsión entre Precio de Escasez y costos reales, que derivó en subsidios y sobrecostos aprobados para evitar la salida de plantas térmicas.	Ospina & Mosquera (2016)
4	Incremento de precios en el mercado, con aumentos del 12–13% en bolsa y contratos tras la implementación del CXC.	Duque et al. (2016), Gómez & Barrientos (2023)
5	El aumento del costo de oportunidad para los generadores eleva los precios de los contratos, lo que se traslada a las tarifas finales para los consumidores	Gómez & Barrientos (2023)
6	Alta concentración del mercado de generación, que limita la competencia y perpetúa un entorno oligopólico.	Gómez & Barrientos (2023)

5.2 Identificando las fortalezas y las debilidades del mercado de capacidad en Perú

En Perú, la capacidad se remunera mediante el mecanismo de pago en base al costo de expansión, que consiste en fijar un pago por capacidad igual al costo de expansión del sistema o costo fijo de la central de punta, en decir, estaríamos hablando del Precio base de Potencia (PBP) que es calculado por OSINERGMIN, el cual sé determina cada año o cuando se considera necesario. La distribución de este pago se realiza a través de los ingresos que se recaudan mediante la tarifa de barra de potencia de todos los generadores que tienen contratos, ya sea con las distribuidoras o clientes libres (OSINERGMIN, 2014c). Esta metodología permite garantizar una base de ingresos a cada uno de los generadores que proveen su disponibilidad al mercado, particularmente aquellos que operan en horas de demanda máxima. Al ser un mecanismo que se establece mediante criterios técnicos y administrativos, ofrece seguridad en el corto plazo y evita la incertidumbre de los inversionistas durante transiciones regulatorias.

Una de las fortalezas del mercado de capacidad es que proporciona pagos adicionales a los recursos de generación para cubrir sus costos fijos, particularmente a las centrales de punta.

De esta manera, se comporta como un incentivo a la inversión, permitiendo garantizar la generación de energía a largo plazo. Según OSINERGMIN (2014c), el pago por capacidad en Perú ayuda a cubrir los costos de expansión del sistema o de las plantas de punta. En la misma línea, Okumura (2015) menciona que el mercado de capacidad en Perú ofrece una fuente de ingresos estable y predecible para los generadores, incorporando una ventaja frente a la volatilidad de los precios de bolsa. Esta metodología permite recuperar parte de la inversión realizada y brinda mayor seguridad financiera a los inversionistas, ayudando a la sostenibilidad del parque de generación a largo plazo.

Una característica que sobresale del diseño del mercado de capacidad es su enfoque técnico para reconocer las condiciones reales de operación de las centrales térmicas, es decir, la potencia firme se ajusta según su historial de disponibilidad, lo que incentiva a los operadores a minimizar fallas y mantener un alto desempeño. Esta relación entre la disponibilidad efectiva y la remuneración incentiva la confiabilidad del sistema y asegura que los pagos por capacidad se realicen de manera proporcional al aporte real de cada generador (Okumura Suzuki, 2016).

El esquema de reservas de capacidad que va de la mano de la compra y venta de energía en contratos de largo plazo ha impulsado las inversiones en proyectos de generación eléctrica en Perú. Esto se ha visto reflejado en el desarrollo de proyectos que garantizan el crecimiento de la oferta energética y la cobertura futura de la demanda. Como menciona Castro (2012), a través de las licitaciones efectuadas hasta el año 2010 se adjudicaron 3750 MW en el país, incluyendo 1690 MW provenientes de proyectos nuevos con inversiones que superaron los 2100 millones de dólares.

El pago por capacidad busca garantizar que exista generación suficiente para enfrentar la demanda y las contingencias que sea expuesto el sistema, contribuyendo a la confiabilidad del sistema eléctrico. Este mecanismo permite que, incluso en condiciones críticas, el sistema cuente con una reserva de capacidad instalada suficiente para minimizar el riesgo de apagones o interrupciones del servicio de energía (OSINERGMIN, 2014c).

A continuación, en la Tabla 5, se realiza una breve síntesis de las debilidades encontradas y descritas anteriormente:

Tabla 5. *Fortalezas identificadas del mercado de capacidad en Perú*

N°	Fortalezas	Autor
1	El mecanismo de pago por capacidad garantiza ingresos estables a los generadores, brindando seguridad financiera a las inversiones.	OSINERGMIN (2014b)
2	El pago por capacidad incentiva la entrada de nuevas inversiones en generación, asegurando la sostenibilidad del parque eléctrico a largo plazo.	OSINERGMIN (2014b) y Okumura Suzuki (2015)
3	El enfoque técnico en la medición de la potencia firme fomenta la disponibilidad y el alto desempeño de las centrales generadoras.	Okumura Suzuki (2016)
4	La combinación del esquema de reservas y contratos de largo plazo ha impulsado inversiones significativas en nueva capacidad de generación.	Aragón Castro (2012)
5	El pago por capacidad contribuye a mantener la confiabilidad del sistema eléctrico al asegurar generación disponible frente a picos de demanda o contingencias.	OSINERGMIN (2014b)

A pesar de sus fortalezas, una de las principales desventajas que se mencionan dentro del Informe N° 379-2018-GRT de OSINERGMIN es que el esquema de pago por capacidad es ineficiente en la asignación de potencia firme. El informe de Osinergmin recalca que: *"definir la potencia firme de forma desacoplada al objetivo de fiabilidad que se busca es ineficiente y conducirá siempre a unos costos asociados al mecanismo más elevados*". Es decir, que el estar utilizando un cálculo basado en el rendimiento histórico de las plantas, podría no tener en cuenta el relacionamiento de la producción de cada planta con otras variables importantes del sistema, por ejemplo, la demanda de energía o las fallas de otras plantas. Esto puede llevar a asignar incorrectamente los recursos disponibles y aumentar los costos del mecanismo (OSINERGMIN, 2018).

Adicionalmente, el esquema de pago por capacidad también presenta una desventaja en relación con la desigualdad hacia las tecnologías de generación. Como se menciona en el informe, de acuerdo con (OSINERGMIN, 2018) *"en los sistemas limitados en capacidad, el suministro firme suele corresponder a la producción en los cortos períodos de escasez, típicamente las puntas de demanda. Normalmente, los valores más altos de esta disponibilidad corresponden a las centrales térmicas convencionales (…) Las hidráulicas suelen tener valores más bajos y la generación intermitente típicamente es la tecnología más penalizada"*. Esta diferencia de trato que se da para las fuentes de energía renovables variables, es decir, la solar y la eólica, limita su participación y contribución al sistema, (OSINERGMIN, 2018) a pesar de que las plantas con este tipo de tecnologías podrían ser indispensables para la diversificación de la matriz energética, tal como se ve actualmente en otros países como China y Estados Unidos donde el aumento anual de la capacidad instalada es sobresaliente a nivel mundial (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2025).

El esquema de pago por capacidad presenta limitaciones al no estar vinculado al desempeño real de las unidades de generación, tal como lo indica OSINERGMIN (2003), en donde menciona que *"La unidad de punta no necesariamente debe ser una unidad comercial disponible en el mercado. Como ha señalado la experiencia, la selección mediante complejos procedimientos de cálculo determinísticos o probabilísticos no es una solución recomendable."* Esto podría resultar en un uso no eficiente de la capacidad disponible y acaparar costos adicionales al sistema. Asimismo, si el mecanismo no está asociado al rendimiento óptimo de las unidades de generación, posiblemente podría generar una falta de incentivos para innovar en tecnologías de generación, lo que podría conducir a la obsolescencia tecnológica (OSINERGMIN, 2003).

Además, el procedimiento que actualmente se utiliza en el cálculo de la potencia firme es considerado poco confiable y estable, lo cual dificulta comprobar si efectivamente se garantiza el abastecimiento de la demanda máxima junto con un margen de reserva apropiado. Esta situación limita la posibilidad de que la capacidad del sistema eléctrico responda ante eventos donde el sistema eléctrico se vea en riesgo operativo (OSINERGMIN, 2014c).

Otra consideración importante es que el esquema de pago por capacidad carece de señales de mercado eficientes, ya que su diseño depende de decisiones administrativas y no refleja de manera real las condiciones de oferta y demanda del mercado. La falta de mecanismos de mercado limita la formación de precios competitivos y afecta las decisiones de inversión a largo plazo, comprometiendo la expansión futura de la capacidad de generación (OSINERGMIN, 2014c).

A pesar de tener como objetivo el de fomentar inversiones, el pago por capacidad en Perú no siempre ha reflejado señales económicas apropiadas para el desarrollo de nuevos proyectos de generación, Castro (2012) señala que los precios en barra fijados por OSINERGMIN antes de la reforma no reflejaban los costos reales de generación, lo cual desincentivaba la inversión en nuevas plantas eléctricas, particularmente en tecnologías que requieren altos costos de inversión iniciales.

Finalmente, aunque no se considera una desventaja propia de este mecanismo, existe un inconveniente relacionado con las limitaciones en la infraestructura de transmisión. Las barreras en la red, como la congestión y la falta de capacidad para mantener la estabilidad del sistema, afectan la eficiencia en la distribución de la capacidad generada, lo que adicionalmente acarrea mayores costos y obstáculos para la entrada de nuevos participantes al mercado (Hammons et al., 2007).

A continuación, en la Tabla 6, se realiza una breve síntesis de las debilidades encontradas y descritas anteriormente:

***Tabla 6**. Debilidades identificadas del mercado de capacidad en Perú*

N°	Desventajas	Autor
1	El cálculo de la potencia firme no refleja correctamente la fiabilidad del sistema ni el desempeño real de las plantas, lo que lleva a un uso ineficiente de los recursos y mayores costos.	OSINERGMIN (2018) Aragón Castro (2012) OSINERGMIN (2003)
2	El cálculo basado en el rendimiento histórico de las plantas no considera factores importantes como la demanda o fallas en otras plantas.	OSINERGMIN (2018)
3	El esquema penaliza a las energías renovables variables y no incentiva la innovación tecnológica, limitando su participación y contribución al sistema.	OSINERGMIN (2018) OSINERGMIN (2003)
4	El cálculo de la potencia firme es inestable y no garantiza un abastecimiento adecuado en momentos críticos.	OSINERGMIN (2014b)
5	El sistema depende de decisiones administrativas, no refleja correctamente la oferta y demanda, afectando los precios y las inversiones.	OSINERGMIN (2014b)

En conclusión, el mecanismo del pago por capacidad en Perú ha demostrado ser un instrumento útil para garantizar ingresos a los generadores y promover la capacidad de generación, especialmente en centrales de punta. Su enfoque técnico y la asignación mediante criterios administrativos ofrecen seguridad financiera, lo que permite la expansión del parque de generación en los últimos años. Sin embargo, el modelo presenta limitaciones, como la ineficiencia en la asignación de potencia firme, debido a que en su cálculo se utiliza tecnología térmica convencional y es asignada tanto a plantas con este tipo de tecnologías de generación como las que no, la falta de señales de mercado que reflejen adecuadamente la realidad del sistema eléctrico dentro del mecanismo. Estas particularidades podrían complicar su evolución en la transición energética. El esquema ha cumplido un rol importante en la sostenibilidad del sistema, se requiere una revisión integral que incorpore criterios más dinámicos, promueva la

participación de fuentes renovables y mejore la alineación entre la capacidad disponible y las necesidades reales del sistema.

A continuación, se presenta el numeral 6, en el cual se compara el desempeño del Cargo por Confiabilidad de Colombia y el mecanismo de Capacidad de Perú. El objetivo es analizar en detalle la efectividad de ambos esquemas mediante un conjunto de métricas identificadas en la revisión documental. Estas métricas se relacionan con aspectos como el diseño regulatorio, la asignación de pagos, las señales económicas, la incorporación tecnológica y el impacto en la expansión del parque de generación.

6. Comparación del desempeño del Cargo por Confiabilidad de Colombia y el mecanismo de Capacidad de Perú

6.1 Métricas

Para comparar los mecanismos que se han venido mencionando durante el transcurso del documento, debemos consideras algunas métricas que nos ayudarán a identificar que tan efectivo, confiable y eficiente ha sido cada uno de estos en el trayecto de su implementación en su país de origen, es por eso, que a continuación se presenta, algunas métricas utilizadas en el análisis de la confiabilidad de los sistemas eléctricos, de allí, se elegirán las métricas que utilizaremos para realizar la comparación del desempeño de estos dos mecanismos considerando la disponibilidad de la información.

Antes de entrar en detalle, es importante mencionar que para evaluar la confiabilidad de un sistema eléctrico históricamente se ha llevado a cabo mediante dos frentes: las métricas deterministas y probabilistas, cada una con características específicas que responden a distintos niveles de complejidad analítica. Dentro de las métricas deterministas está el **margen de reserva o capacidad**, el cual se ha consolidado como una de las métricas comúnmente utilizadas debido a su facilidad de cálculo y a su utilidad operativa. Este margen se define de la siguiente forma:

$$Margen\ de\ Reserva\ (\%) = \left(\frac{Potencia\ Instalada - Demanda\ Máxima}{Demanda\ Máxima}\right) * 100\% \qquad (1)$$

En palabras, es la diferencia entre la capacidad o potencia instalada del sistema y la demanda máxima (o de punta), y puede expresarse en términos absolutos (MW) o relativos (% respecto a la demanda máxima) (CREG, 2019), en el caso de seleccionar esta métrica para comparar ambos mecanismos, se considera emplearse en términos relativos, teniendo en cuenta que estos mercados tienen diferentes tamaños.

En Perú, el margen de reserva no guarda el mismo nombre, existe un concepto equivalente que tiene el nombre de Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO), el cual se define como la diferencia entre la suma de las potencias firmes de todas las unidades de generación del SEIN y la demanda máxima del sistema. La potencia en firme se define como la potencia que puede entregar con alta seguridad una planta de generación al SEIN. Además, se determina que la MRFO se determina mediante un enfoque de optimización económica y probabilística. El propósito de está métrica entender la holgura del sistema para cubrir posibles fallas tales como problemas en el suministro de combustibles y variabilidades hidrológicas (OSINERGMIN, 2025a).

Por otra parte, las métricas probabilistas se centran en un enfoque más detallado al incorporar escenarios de riesgo y distribuciones estadísticas. Entre ellas, se destaca la **probabilidad de pérdida de carga** (LOLP, en inglés Loss of Load Probability), que mide la probabilidad de que el

sistema no pueda satisfacer la demanda en un intervalo específico (CREG, 2019) , normalmente se calcula para un periodo anual y según Sanguano (2021) se define de la siguiente manera:

$$LOLP = P\,[X > R] \qquad (2)$$

Donde: $R = C - L$

$Donde$:

P: $Probabilidad$
C: $Capacidad\ disponible\ en\ el\ período\ de\ tiempo\ de\ estudio.$
L: $Demanda\ máxima\ pronosticada\ para\ el\ período\ de\ tiempo\ de\ estudio$
X: $Pérdida\ de\ generación$
R: $Reserva\ del\ sistema$

De forma similar, la **pérdida de carga esperada LOLE** (Loss of Load Expectation, en inglés) expresa el riesgo en unidad de horas o días que se esperan de la demanda no suministrada en un intervalo de tiempo, según Sanguano (2021) se define de la siguiente manera:

$$LOLE = \sum_{i=1}^{n} P_i(C_i - L_i) \qquad (3)$$

$Donde$:

P_i: $Probabilidad\ para\ el\ período\ de\ tiempo\ i$
C_i: $Capacidad\ disponible\ en\ el\ período\ de\ tiempo\ i$
L_i: $Demanda\ máxima\ pronosticada\ para\ el\ período\ de\ tiempo\ i$

A diferencia de las anteriores métricas, la **Energía Esperada No Suministrada**, con sus siglas EENS (Expected Energy Not Served, en inglés), cuantifica el volumen total de energía que no se espera poder entregar durante un periodo, lo cual proporciona una medida mucho más precisa de la severidad de los eventos de escasez en los sistemas eléctricos, es útil en situaciones donde se desea capturar tanto la frecuencia como la magnitud de los periodos de escasez (CREG, 2019) según Sanguano (2021) se define de la siguiente manera:

$$EENS = \sum_{L}^{X} \sum_{X=R}^{=R+L} (X - R) * P(X) \qquad (4)$$

$El\ término\ L\ debe\ estár\ definido\ en\ unidad\ de\ MW$

$Donde$:

$P(X)$: $Probabilidad\ puntual\ de\ tener\ X\ MW\ no\ disponibles.$
X: $Recorrre\ los\ estados\ discretos\ de\ la\ t\ pérdida\ de\ generación\ aplicado\ para\ los\ valores\ mayores\ a\ la\ reserva$

En Perú, la equivalencia de la EENS sería la **pérdida de energía esperada LOEE** (Loss of Expected Energy, en inglés), la cual según (OSINERGMIN, 2025a), se define como el valor de energía eléctrica que no se podría suministrar en condiciones de contingencia, veamos:

$$LOEE = \sum_{K=1}^{n} E_K \, P_K \qquad (5)$$

$Donde$:
$P_K = Probabilidad\ de\ una\ pérdida\ de\ capacidad\ igual\ a\ O_K$
$E_k = Energía\ cortada\ por\ una\ pérdida\ de\ capacidad\ igual\ a\ O_K$

$$O_K = Magnitud\ de\ la\ pérdida\ de\ capacidad$$

Por otra parte, en el diseño de mecanismos de confiabilidad, algunos reguladores como la CREG (2019) deben definir además de las métricas, la forma de cálculo, en algunos casos se utilizan simulaciones de Monte Carlo o convoluciones, y criterios de confiabilidad asociados, los cuales realizan un análisis con un nivel de complejidad computacional y estadístico, especialmente en sistemas donde se identifica alta penetración de energía renovables o de gran tamaño.

Como parte esencial de este proceso, se debe fijar un criterio de confiabilidad, es decir, un nivel mínimo al cual el sistema tiene que alcanzar con cierta probabilidad, frecuentemente se expresa como medias o medianas dentro de distribuciones de probabilidad. Sin embargo, como lo menciona el autor, se debe escoger un criterio de confiabilidad que maximice el bienestar social, buscando un equilibrio entre la reducción de los costos asociados a los cortes de suministro y los costos de suministro. El punto de equilibrio debería ser la confiabilidad objetivo. A continuación, se presenta una gráfica basada en este proceso para la métrica del margen de reserva, en este caso se simplifica el problema y solo se considera el efecto económico del valor de la pérdida de carga VOLL (Value of Lost Load, en inglés) CREG (2019), lo cual se presenta en la Figura 13, veamos:

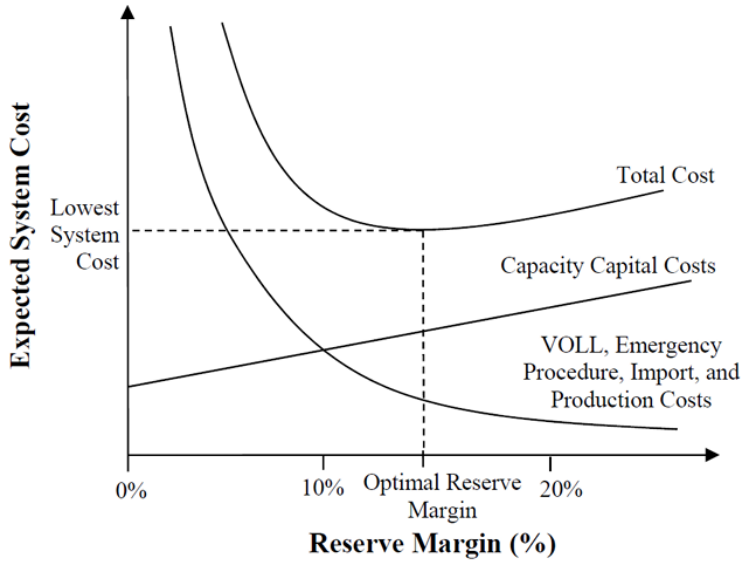

Figura 13. *Margen de reserva óptimo, Tomado de (CREG, 2019)*

La Figura 13 muestra el concepto del margen óptimo de reserva en sistemas eléctricos mediante la relación entre el margen de reserva disponible y el costo esperado del sistema.

Adicionalmente, se puede observar que los costos totales presentan un comportamiento en forma de "U" suavizada en el eje X, lo que indica que se puede dar un punto óptimo que minimiza los costos del sistema. Este margen óptimo se daría entre los costos de inversión en capacidad adicional, que disminuyen al reducir el margen de reserva, y los costos relacionados con el valor de la energía no suministrada (VOLL), procedimientos de emergencia, importaciones y producción, que aumentan a medida que la reserva se reduce. Por lo anterior, identificar y mantener este margen óptimo es importante para asegurar la eficiencia económica y la confiabilidad operativa.

Continuando con la presentación de las métricas relacionadas a los indicadores de confiabilidad, está el **Valor Esperado de Racionamiento de Energía VERE**, que según MINMINAS (2023) *"es el racionamiento promedio esperado de energía en un mes determinado. Se expresa en gigavatios hora (GWh) o en porcentaje de la demanda mensual de energía. Matemáticamente se define como la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes, y la demanda nacional proyectada para dicho periodo.",* a continuación, se presenta la forma de calcular el VERE, veamos:

$$VERE = \frac{\sum_{i=1}^{n} \frac{Energía\ mensual\ racionada_i}{n}}{Demanda\ Nacional\ de\ Energía_{mes}} \qquad (6)$$

$$n = número\ de\ casos$$
$$Límite: > 1.5\%\ Demanda\ Nacional\ de\ Energía_{mes}$$

En Colombia se define un umbral máximo aceptable de VERE del 1.5% de la demanda, definido como el valor que se puede reducir la demanda de energía en voltaje y frecuencia, sin tener en cuenta la desconexión de circuitos en el sistema eléctrico (CREG, 1995).

Ya dejando a un lado las métricas como LOLP, LOLE, EENS y VERE, las cuales se consideran métricas probabilísticas que evalúan el riesgo y las posibles contingencias o inconvenientes que se pueden presentar en el sistema eléctrico con relación al mecanismo y que su cálculo requiere un análisis estadístico y en algunos casos modelos de optimización y simulación, entraremos a hablar de otras métricas determinísticas, como el margen de reserva que se mencionó anteriormente.

El **costo del mecanismo** proporciona una idea de cuánto costo asume el usuario final a cambio de la confiabilidad ofrecida, lo que permite evaluar la eficiencia económica del mecanismo. Esta métrica se puede expresar como un valor anual (USD/año) o como un valor unitario relativo a la energía respaldada (USD/MWh) (OSINERGMIN, 2014a), facilitando comparaciones entre mecanismos y entre sistemas de diferente tamaño. A continuación, se presenta la métrica de forma matemática:

$$Costo\ del\ Mecanismo\ \left(\frac{USD}{\text{año}}\right) = \sum_i Capacidad_i\ x\ Precio_i \qquad (7)$$

$$Costo\ unitario\ \left(\frac{USD}{MWh}\right) = \frac{Costo\ Total}{Demanda\ del\ sistema}$$

$Donde$:

$i = Agentes\ generadores\ o\ participantes$

Por otra parte, estaría el **precio de asignación del cargo o pago por capacidad** la cual podemos tomar como una métrica de comparación determinista entre los mecanismo del cargo por confiabilidad en Colombia y el mercado de capacidad en Perú, la cual se podría definir como el valor reconocido a cada generador por cada unidad de capacidad comprometida dentro de un mecanismo de confiabilidad o capacidad, el precio de la asignación se expresa en USD/kW-día en Colombia (CREG, 2006) y USD/kW-mes, USD/MW-año, en Perú (OSINERGMIN, 2025a).

Este precio surge mediante subastas para la asignación de las obligaciones o contratos bilaterales. En el caso de Colombia, es posible realizar una comparación del precio de asignación resultante de una o varias subastas de Obligaciones de Energía Firme (OEF) con otras referencias relevantes como el precio de escasez, el costo marginal de expansión o el Valor de la Energía No Suministrada (VOLL). Para Perú, el precio reconocido por la potencia firme puede compararse con referencias económicas clave como el costo marginal de expansión, el Valor de la Energía No Suministrada (VOLL) o con los precios observados en otros mercados internacionales.

La **Demanda No Atendida (DNA)** es una métrica que cuantifica la porción de la demanda eléctrica total que no se pudo satisfacer por el sistema en un periodo determinado. Esta métrica es clave para evaluar la confiabilidad efectiva del sistema eléctrico, ya que refleja directamente los eventos en los que la oferta de energía no logró cubrir la demanda registrada.

Para este análisis, se realiza el cálculo del **índice de demanda no atendida (IDNA)**, el cual sería la relación entre la energía no suministrada (por restricciones del sistema o racionamientos) y la demanda real total del sistema, en un año específico. El indicador se expresa como un valor adimensional o en porcentaje:

$$IDNA = \frac{Demanada\ no\ atentida\ (Gwh - año)}{Demanda\ total\ (Gwh - año)} \qquad (8)$$

Al evaluar la posible sobrecontratación o subcontratación, mediante la comparación entre la **capacidad adjudicada mediante mecanismos de confiabilidad (como subastas o reconocimientos técnicos) y la capacidad requerida para cubrir la demanda proyectada** encontramos otra métrica que puede servir para comparar ambos mecanismos. Esta comparación permite identificar si el sistema cuenta con la capacidad necesaria para operar con normalidad. En el caso de que se evidencie que se tiene contratado menos de la demanda proyectada, se podría traducir en ineficiencias económicas o incluso en riesgos para la confiabilidad del suministro eléctrico.

La métrica **duración y tipo de compromiso** es importante en el diseño de mecanismos de confiabilidad y capacidad, ya que está relacionada con la atracción de inversionistas, la planificación del sistema con relación a la confiabilidad requerida y la estabilidad del sistema eléctrico. Adicionalmente, esta métrica permite reconocer qué mecanismo ofrece mayor estabilidad para el negocio y mejores condiciones de financiamiento para los participantes. A

través de ella, es posible determinar la naturaleza del compromiso adquirido, es decir, si se trata de una solución de corto, mediano o largo plazo.

Según el Documento de Trabajo N.º 32 de OSINERGMIN (2014a), los contratos de largo plazo, como los de 15 años implementados en Colombia, ofrecen a los inversionistas una mayor certeza sobre los ingresos futuros, lo que facilita la financiación de nuevos proyectos de generación. Estos compromisos a largo plazo reducen el riesgo percibido y promueven inversiones sostenibles.

Por otro lado, compromisos de corto plazo o con condiciones poco claras pueden generar incertidumbre, desincentivando la inversión y poniendo en riesgo la suficiencia de capacidad en el sistema (OSINERGMIN, 2014a).

La **capacidad instalada por tipo de tecnología**. Esta métrica determina la cantidad total de potencia instalada (MW) por tipo de fuente de generación, como lo es la hidráulica, la térmica, la solar, la eólica, entre otras. Esta información permite conocer cómo cada mecanismo ha incentivado el desarrollo y la diversificación de la matriz energética. Adicionalmente, estas métricas nos permiten identificar su alineación a los retos que presentan los países, tales como: descarbonización, diversificación y seguridad energética; asimismo, permite analizar si los mecanismos han permitido o limitado la entrada de nuevas tecnologías.

Finalmente, están las **Penalizaciones por Incumplimiento,** esta variable puede considerarse una métrica de carácter regulatorio, ya que la aplicación depende directamente del marco regulatorio que se implemente para cada mecanismo en cada país. Es decir, su cumplimiento o no se ve asociado a los compromisos contractuales y técnicos que están definidos en la regulación actual, tales como la no entrega de energía en firme al sistema o la indisponibilidad operativa de las unidades de generación.

En el presente trabajo se definieron métricas determinísticas y probabilísticas, las cuales nos permiten evaluar el desempeño del Cargo por Confiabilidad en Colombia y el Mecanismo de Capacidad en Perú, desde una perspectiva económica, técnica y operativa. Para la comparación entre mecanismos se empleará el uso de métricas deterministas debido a su claridad conceptual y la disponibilidad pública de la información necesaria para su cálculo.

Métricas como el margen de reserva, el costo del mecanismo, el índice de demanda no atendida, el costo del mecanismo y la capacidad instalada por tipo de tecnología ofrecen resultados trazables y comparables sin necesidad de modelar escenarios a futuro, lo que las hace útiles en este caso particular que se requiere evidenciar el estado actual de su funcionamiento en el mercado que participa.

Sin embargo, reconocer solo los aspectos económicos, técnicos y operativos no sería suficiente para comprender la efectividad real de estos mecanismos ante situaciones críticas. Por tal razón, se reconoce también el valor de las métricas probabilísticas, como lo son el LOLP, LOLE, EENS/LOEE y VERE, las cuales permiten evidenciar el riesgo operativo a futuro del sistema eléctrico, aunque suelen ser más complejas desde el punto de vista analítico, aportan profundidad al análisis al relacionar variables como el diseño del mecanismo con la seguridad del suministro en condiciones críticas, cambio climático, variabilidad hidrológica o alta penetración de energías renovables (OSINERGMIN, 2025a)(CREG, 2019).

Por lo anterior, se escogen las métricas deterministas y se justifican por su practicidad en el cálculo y su utilidad para la comparación directa y actual entre los mecanismos, mientras que

las métricas probabilísticas se incorporan como referencia clave para interpretar el impacto real de dichos esquemas sobre la confiabilidad futura del sistema.

En este sentido, la selección de las métricas determinísticas se debe a la necesidad de garantizar un análisis comparativo homogéneo y consistente entre ambos países. La elección de indicadores como el margen de reserva, el costo del mecanismo, la capacidad instalada por tipo de tecnología o el índice de demanda no atendida se fundamenta en tres razones principales:

- La disponibilidad pública y verificable de la información en fuentes oficiales como la CREG y OSINERGMIN.
- Su relevancia regulatoria y económica dentro del diseño de los mecanismos de confiabilidad y capacidad
- Su comparabilidad estructural, al permitir contrastar los resultados sin recurrir a modelaciones probabilísticas avanzadas que podrían introducir asimetrías metodológicas entre ambos mercados.

Si bien las métricas probabilísticas como el Loss of Load Probability (LOLP), el Loss of Load Expectation (LOLE) o el Value of Lost Load (VoLL) ofrecen una visión más profunda del riesgo operativo, su cálculo exige modelaciones estocásticas, simulaciones de Monte Carlo y bases de datos de alta resolución que no son públicas ni comparables entre Colombia y Perú. Por lo tanto, su uso se limita a un rol interpretativo y de referencia contextual, asegurando que la comparación realizada en este estudio sea rigurosa, transparente y replicable bajo las condiciones reales de información y regulación de ambos sistemas eléctricos.

A continuación, se presenta una tabla que resume las métricas que fueron definidas en este numeral para comparar los mecanismos, clasificando según el tipo de enfoque y la descripción del uso dentro del análisis comparativo:

Tabla 7. *Métricas para comparar los mecanismos de confiabilidad*

Métrica	Clasificación	Descripción
Margen de Reserva	Determinista	Mide la diferencia entre la capacidad instalada y la demanda máxima, expresada en % o MW (CREG, 2019).
LOLP	Probabilista	Mide la probabilidad de que la demanda supere la capacidad disponible en un período específico (CREG, 2019).
LOLE	Probabilista	Expresa el número esperado de periodos (horas o días) en los que habrá déficit de suministro (Sanguano, 2021).
EENS / LOEE	Probabilista	Cuantifica la energía que no se espera suministrar, midiendo la complejidad de los eventos de escasez. (CREG, 2019)(OSINERGMIN, 2025a).
VERE	Probabilista	Relación entre la energía racionada esperada y la demanda nacional mensual. Refleja el impacto económico del racionamiento (MINMINAS, 2023).
Índice de Demanda no atendida	Determinística	Mide la proporción de energía que no fue efectivamente suministrada respecto a la demanda real. Permite evaluar la confiabilidad observada del sistema.
Costo del Mecanismo	Determinista	Monto total pagado a los generadores por su disponibilidad, expresado en USD/año o USD/MWh. (CREG, 2006) (OSINERGMIN, 2014a).
Precio de Asignación del Cargo/Pago por Capacidad	Determinista	Valor unitario asignado por subastas o tarifas reguladas a cada MW o kW de capacidad comprometida. (CREG, 2006) (OSINERGMIN, 2025a).

Cobertura de Capacidad Adjudicada VS Requerida	Determinista	Compara la capacidad asignada frente a la requerida. Identifica sobre o subcontratación.
Duración y Tipo de Compromiso	Determinista	Evalúa si el compromiso contractual es de corto, medio o largo plazo, lo cual influye en la estabilidad e inversión.
Penalizaciones por Incumplimiento	Determinista	Mide la aplicación de sanciones por incumplimiento de obligaciones contractuales. Influye indirectamente en la confiabilidad.
Capacidad Instalada por tipo de tecnología	Determinista	Distribuye la capacidad instalada total del sistema según la tecnología de generación (hidráulica, térmica, solar, eólica, etc.). Permite analizar la diversificación tecnológica y la incorporación de tecnologías a través de la implementación del mecanismo.

6.2 Comparación del Desempeño de los Mecanismos de Capacidad de Colombia y Perú

En este apartado se presentan los cálculos de las métricas seleccionadas en el numeral 6.1, las cuales permitirán analizar y comparar el desempeño del Cargo por Confiabilidad en Colombia con el Mercado de Capacidad en Perú. Estas métricas se encuentran asociadas al conjunto de instrumentos regulatorios, económicos y técnicos que conforman cada uno de estos esquemas. Los datos utilizados para cada métrica fueron obtenidos de acuerdo con la disposición de las fuentes oficiales de acceso público tales como XM para Colombia y COES para Perú. Para cada una de las métricas presentadas anteriormente, se indicará el período de análisis correspondiente, así como las consideraciones metodológicas adoptadas para la obtención de los resultados.

6.2.1 Margen de reserva

En este apartado se calcula el margen de reserva para Colombia y Perú, considerando un período de análisis desde 2005 hasta 2024 para Colombia, y desde 2010 hasta 2024 para Perú, de acuerdo con la disponibilidad de información reportada por XM S.A. E.S.P. y COES, respectivamente. La demanda máxima utilizada corresponde al mayor valor horario registrado en cada año, mientras que la capacidad instalada se tomó del reporte disponible al 31 de diciembre de cada año analizado. Estas selecciones permiten obtener una estimación representativa y comparable del margen de reserva anual en ambos países.

Ahora bien, conforme a la fórmula (1) presentada en este documento. Se realiza el cálculo del margen de reserva para los dos países, el cual se presenta de manera gráfica en la Figura 14 y 15, veamos:

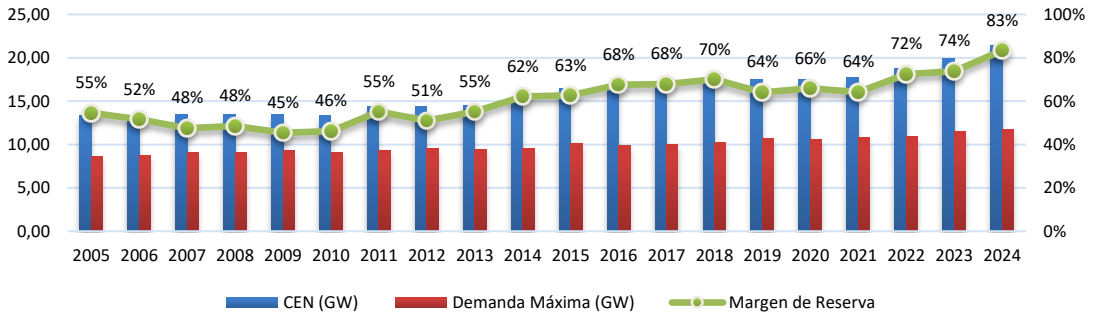

Figura 14. *Margen de reserva del Cargo por confiabilidad en Colombia para el periodo comprendido entre los años 2005 al 2024, elaboración propia, información tomada de (XM S.A E.S.P., 2025c)*

La Figura 14 muestra la evolución del margen de reserva en Colombia, junto con la capacidad efectiva neta (CEN) y la demanda máxima del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Desde la implementación del Cargo por Confiabilidad en 2006, se observa un leve aumento de la CEN por encima del crecimiento de la demanda máxima, lo que se traduce en un margen de reserva que oscila entre 45% y 55% en los primeros años del mecanismo a un 83% en el año 2024. Esto refleja que el Cargo por Confiabilidad ha contribuido a fortalecer la seguridad del sistema eléctrico frente a situaciones críticas, sin embargo, se podría cuestionar si esto genera posibles sobrecostos al usuario final.

Por otra parte, la incorporación de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) como la eólica y solar se destaca por presentar factores de planta inferiores a las fuentes tradicionales como la hidráulica y la térmica. En otras palabras, una misma capacidad instalada de eólica (~32-35%) y solar (~24-26%), generará menos energía en promedio al año que una planta hidráulica (36-43%) o térmica (~49-57%), lo cual podría tener implicaciones en términos de confiabilidad y planificación del sistema (Solis Renewables, 2023).

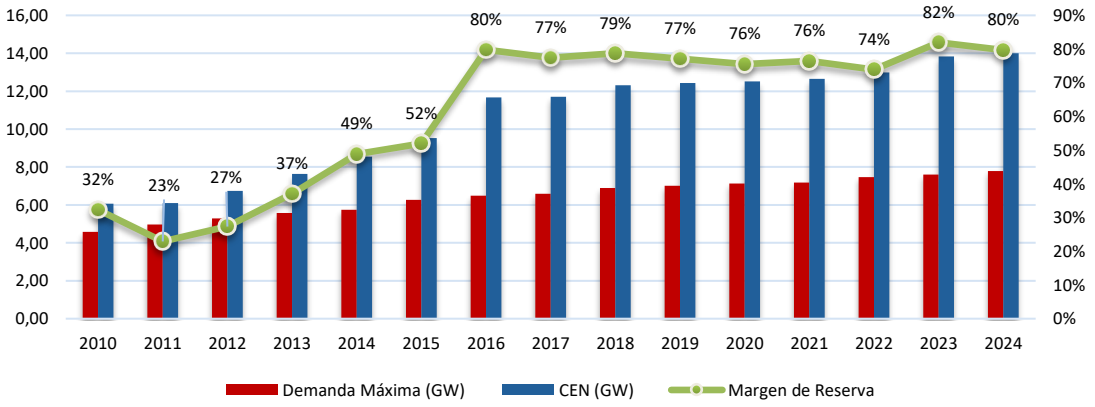

Figura 15. *Margen de reserva del Mercado de Capacidad en Perú para el periodo comprendido entre los años 2010 a 2024, elaboración propia, información tomada de (COES, 2025b)*

La Figura 15 muestra la evolución de la Capacidad Efectiva Neta (CEN), la Demanda Máxima y el Margen de Reserva (%) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en Perú durante el período comprendido entre el año 2010 y 2024. El Mercado de Capacidad en Perú comenzó a operar desde el año 2012, con el objetivo de asegurar la disponibilidad de capacidad suficiente para atender la demanda máxima y respaldar la confiabilidad del sistema eléctrico.

A partir de ese año, el margen de reserva pasó del 27% ese año a un 80% en el año 2024, evidenciando un incremento en la capacidad de generación ante momentos críticos del sistema. Este comportamiento asegura la confiabilidad; sin embargo, como en Colombia también se podría cuestionar si el porcentaje de margen de reserva puede generar posibles sobrecostos al usuario final. Adicionalmente, el margen alto de Perú, al igual que el de Colombia, se encuentra asociado a una mayor incorporación de energías renovables que tienen un factor de planta menor que las energías tradicionales.

Comparando ambos mecanismos, se observa que tanto en Colombia como en Perú se logró el objetivo de reforzar la confiabilidad del sistema eléctrico. Sin embargo, el margen de reserva de Perú, especialmente desde 2016, se ha mantenido por encima del de Colombia, lo que podría indicar un nivel mayor de capacidad excedente frente a la demanda máxima que requiere el sistema. Esta diferencia obedece no solo al diseño de los mecanismos, sino también a las características particulares de cada sistema: la alta dependencia hidroeléctrica en Colombia frente a los desafíos de transmisión y dispersión geográfica en Perú. Ambos casos plantean un reto común: encontrar el equilibrio adecuado entre confiabilidad y eficiencia económica, evitando que los altos márgenes se traduzcan en sobrecostos para los usuarios finales.

6.2.2 Índice de demanda no atendida

La demanda no atendida cuantifica la porción de demanda eléctrica que no pudo ser suplida por el sistema eléctrico en un periodo de tiempo. Para este caso, se calculó de manera anual con la intención de identificar las tendencias que se pudieron presentar por la incorporación de los mecanismos de confiabilidad en Colombia y Perú.

Para el cálculo del índice de la demanda no atendida se utilizó la fórmula (8), la cual se calcula como la demanda no atendida dividida por la demanda real total del sistema. Este cálculo da el índice de demanda no atendida. Para el análisis se recopila información desde el año 2000 hasta el 2024 para Colombia y desde el 2010 hasta el 2024 para Perú, veamos:

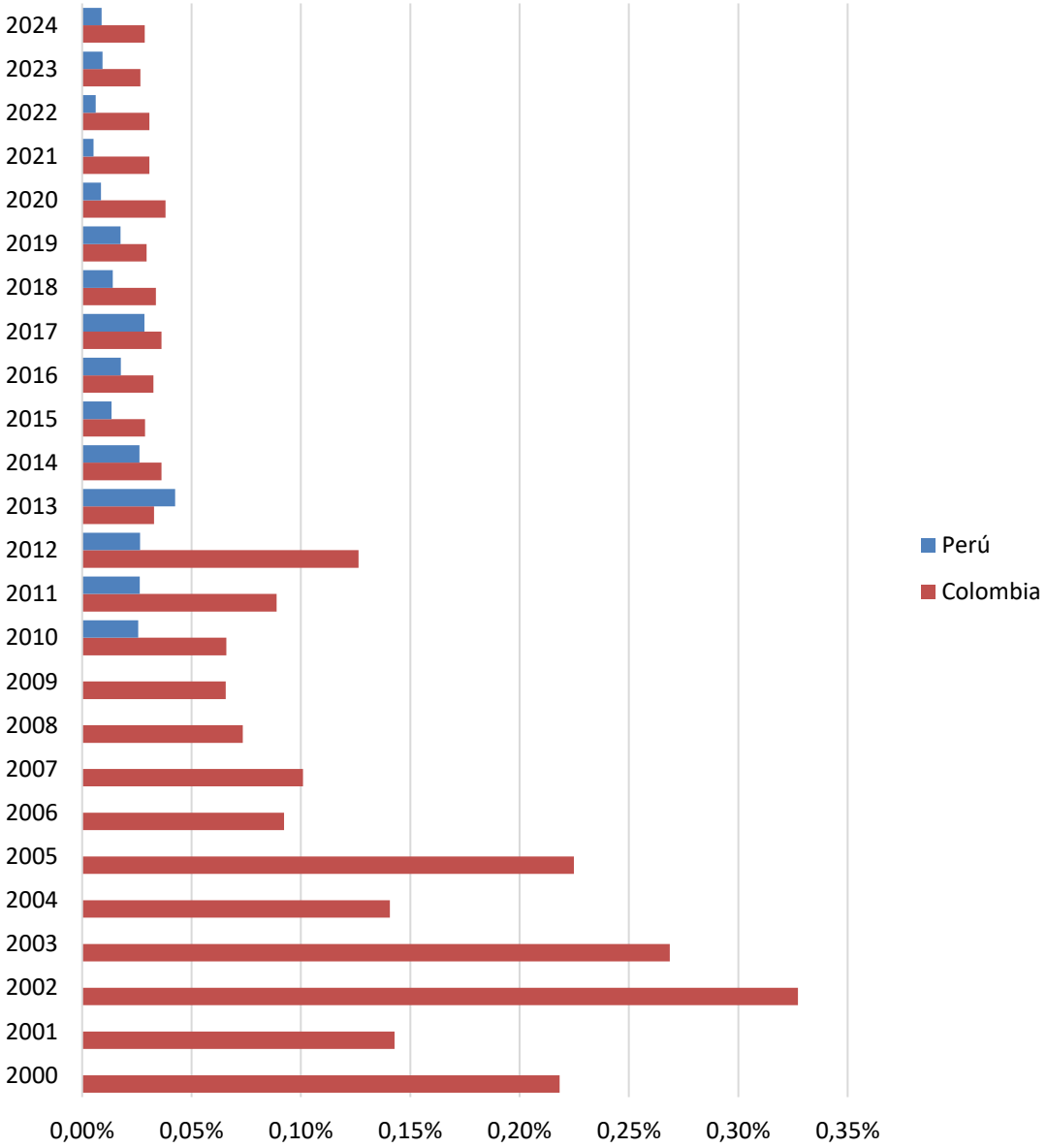

***Figura 16**. Índice de energía no suministrada en porcentaje (%) para Colombia y Perú para el periodo comprendido entre el año 2000 al 2024, elaboración propia, información tomada de (XM S.A E.S.P., 2025f) y (COES, 2025b)*

En la Figura 16 se observa que, para Colombia, los niveles del índice de energía no suministrada alcanzaron sus valores más altos en los años 2002 y 2003, con porcentajes de 0,33 % y 0,27 %, respectivamente. Estos valores máximos reflejan las limitaciones del sistema eléctrico para atender la demanda en contextos de alta dependencia hidroeléctrica y restricciones en la capacidad térmica, particularmente durante periodos de baja hidrología (XM S.A E.S.P., 2025f). En este mismo periodo, atentados a la infraestructura de transmisión también habrían contribuido a la interrupción del suministro, especialmente en zonas con problemas de orden público, donde se reportaron afectaciones a torres y líneas del sistema de transmisión nacional.

Adicionalmente, en el año 2010 se observa un aumento moderado del índice, el cual coincide con la ocurrencia del fenómeno de El Niño 2009–2010. Este evento redujo los niveles de los embalses y llevó al operador del sistema, XM, a advertir sobre posibles restricciones en el suministro, reportando una de las mayores demandas no atendidas por causas programadas hasta esa fecha (XM S.A. E.S.P., 2010).

A partir del año 2013, la energía no suministrada presentó sus menores porcentajes, lo cual permite inferir que el cargo por confiabilidad en Colombia, el cual fue implementado desde el 2006, muestra resultados positivos en la confiabilidad y el respaldo de energía hacia las necesidades del sistema(Bedoya, 2015).

Ahora bien, para Perú hubo factores que influyeron en el aumento del índice de demanda no atendida en el periodo analizado. En 2012, las intensas lluvias provocaron inundaciones en la región de Loreto, lo que obligó a interrumpir el suministro eléctrico en varios sectores para evitar riesgos mayores. Más de 50 mil usuarios resultaron afectados, lo cual fue un factor involucrado en el incremento del indicador (Waybackmachine, 2012). Entre 2014 y 2016, el sistema eléctrico también se vio afectado por las consecuencias del fenómeno de El Niño Costero, considerada por el ENFEN como *"el evento más cálido de los últimos 50 años"* que dejó lluvias intensas, deslizamientos y daños en la infraestructura en distintas zonas del país (Ledesma et al., 2023).

A pesar de los eventos mencionados anteriormente, el índice de energía no suministrada en ambos países nunca superó el 1% de la demanda real. Si bien Colombia y Perú enfrentan factores climáticos que pueden afectar la continuidad del suministro, es importante destacar que los niveles de la demanda no suministrada han sido bajos. En el caso de Perú se evidencia una mayor exposición a interrupciones localizadas en regiones vulnerables, mientras que Colombia se puede visualizar una reducción en este índice gracias a la implementación de mecanismos de confiabilidad como el cargo por confiabilidad. Finalmente, se puede concluir que, a pesar del enfoque regulatorio distinto que tiene cada país para implementar el mecanismo de confiabilidad, se ha llevado a cabo la necesidad principal de disponer del servicio de energía.

6.2.3 Costo del Mecanismo

Conforme a la fórmula (7) presentada en este documento, se realizó la investigación de la información asociada a los costos de los mecanismos en cada país, para Colombia este valor ya está calculado y se define como el Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE), expresado en COP/kWh (CREG, 2006), el CERE se calcula considerando la remuneración real del cargo por confiabilidad y la generación real del mes. Este valor se calcula mensualmente y se utiliza para la liquidación y facturación del cargo por confiabilidad a los agentes del mercado (CREG, 2021).

Para realizar la comparación de esta métrica con la establecida en Perú, se expresó en USD/MWh, para esto se tomó el promedio anual de la TRM desde el año 2005 al año 2025 de la información disponible de (Banco de la República de Colombia, n.d.) y se realizó la conversión de kWh a MWh. La información se recopiló para el período comprendido entre el 2005 y el 2025, con base en los datos disponibles por XM S.A. E.S.P. por medio de su API (XM S.A E.S.P., 2025b). Se calculó un promedio anual considerando que el Costo Equivalente Real de Energía (CERE) se determina mensualmente.

Por otra parte, el Precio Básico de Potencia (PBP) es el valor financiero que reconoce el sistema eléctrico de Perú a los generadores por la disponibilidad de potencia firme en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Este valor lo calcula el COES y se calcula anualmente, es expresado US/kW-año o S/ /kW-año (OSINERGMIN, 2003). Para la comparación con Colombia, se realizaron las conversiones correspondientes para expresar el valor en USD/MWh, se multiplicó por la Potencia Firme de Generación asignada total anual expresada en (MW) y se dividió por la Demanda anual del SEIN expresada en (MWh). La información se recopiló de acuerdo con la disponibilidad de la información en la página del COES para el período comprendido entre el año 2012 y el año 2024. Ahora bien, para la demanda anual del SEIN del año 2025 que se utilizó para el cálculo se empleó la proyección de (Bnamericas, 2025). Los valores del PBP fueron tomados de fuentes distintas. Para más detalle, ver Tablas 8 y 9 en el Anexo en la sección de referencias.

De acuerdo con lo anterior, a continuación, se presenta la Figura 17 con el costo de los mecanismos de forma anual para el mecanismo de confiabilidad en Colombia y el mecanismo de capacidad en Perú. Veamos:

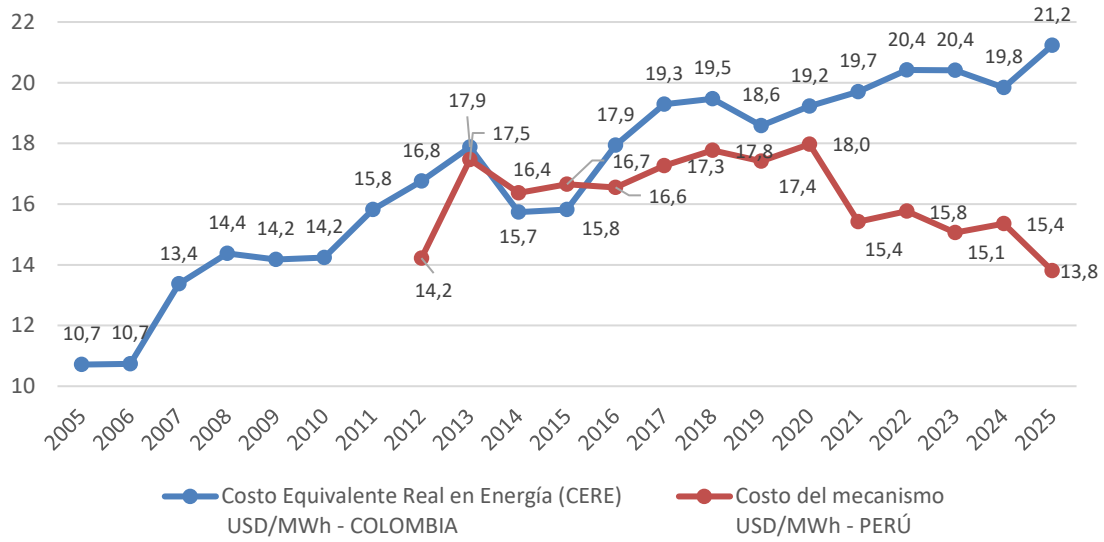

Figura 17. *Costo Equivalente Real en Energía (CERE) en Colombia para el periodo comprendido entre el 2005 al 2025 Vs Precio Básico de Potencia (PBP) en Perú para el periodo comprendido entre el 2012 al 2025, elaboración propia, información tomada de (XM S.A E.S.P., 2025b) y (COES, 2025b)*

En la comparación del costo del mecanismo de confiabilidad entre Colombia y Perú, se evidencian diferencias en la estructura del diseño del mecanismo debido al costo que tiene el mecanismo para cada país, hay que recordar que en Colombia se paga por energía firme, mientras que en Perú se remunera por potencia firme. El CERE en Colombia muestra una tendencia al alza, pasando de 10,7 USD/MWh en el año 2005 a 21,2 USD/MWh en el año 2025, mientras que el costo del mecanismo en Perú ha disminuido, pasando de 17,4 USD/MWh en el año 2013 a 13,8 USD/MWh en el año 2025.

Así mismo, se observa que en los últimos años garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico le ha resultado más costoso a Colombia que a Perú, esto se puede atribuir al diseño en Colombia, basado en subastas para la asignación de OEF, en la que se incorporan costos derivados de cambios tecnológicos, señales de inversión, precios marginales y precios de

escasez determinados por combustibles indexados a monedas extranjeras, así como la influencia de eventos climáticos prolongados.

Por su parte, las asignaciones en Perú se fijan mediante una metodología regulatoria basada en ajustes técnicos de las plantas térmicas a gas, sin estar expuestas a señales adicionales del mercado. Aun así, el mecanismo peruano refleja poca variabilidad de precios durante el periodo analizado, especialmente entre 2013 y 2020, y una reducción de costo en 2021 hasta la actualidad, asociada a la disminución del Precio Básico de Potencia (Ver Tabla 8 para más información) y la incorporación de tecnologías renovables.

En conclusión, el costo del mecanismo peruano se ha mantenido más constante en el tiempo. El mecanismo colombiano resulta aproximadamente un 54 % más costoso por unidad de energía firme que el peruano. Esta diferencia permite concluir que, aunque el sistema colombiano puede generar incentivos más rigurosos para garantizar la confiabilidad, también implica mayores costos relativos para la demanda. En cambio, el modelo peruano, al estar basado en costos eficientes de expansión, presenta una mayor estabilidad presupuestal, aunque podría estar menos alineado con señales de escasez o transformación tecnológica del sistema.

6.2.4 Capacidad Instalada por tipo de tecnología

Esta métrica permite analizar la evolución del parque de generación según el tipo de tecnología utilizada, a lo largo del tiempo; asimismo, se logra identificar los efectos que han tenido los mecanismos de confiabilidad sobre el desarrollo de nuevas fuentes de energía.

Esta métrica es clave para evaluar si el Cargo por Confiabilidad en Colombia y el Mecanismo de Capacidad en Perú han promovido una mayor diversificación en la tecnología para generar energía o se ha mantenido la dependencia de tecnologías tradicionales como la hidráulica o la térmica.

A través de las siguientes figuras se muestra la distribución de capacidad instalada de forma porcentual en Colombia para el periodo 2000–2024 y para Perú en el periodo 2010–2024, diferenciada por tipo de fuente (hidráulica, térmica, solar, eólica y cogeneración), con el objetivo de analizar los cambios estructurales del sistema eléctrico en función de las señales regulatorias y de inversión generadas por cada mecanismo.

Para el cálculo de esta métrica se utilizó la información disponible en el aplicativo SINERGOX de XM. La capacidad instalada considerada corresponde al valor registrado el 31 de diciembre de cada año, lo cual sirvió como base para elaborar la Figura que se presenta a continuación:

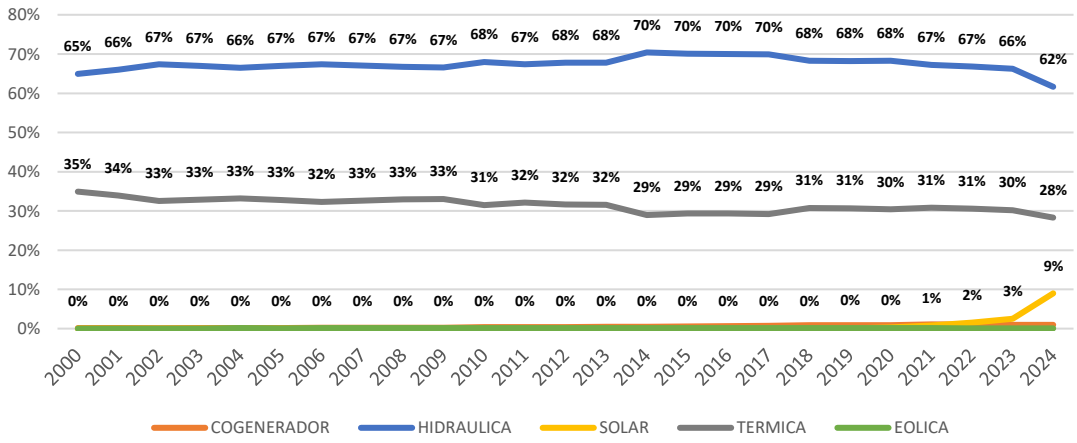

Figura 18. *Capacidad instalada en porcentaje y por tipo de tecnología de generación en Colombia para el periodo comprendido entre el año 2000 al 2024, elaboración propia, información tomada de (XM S.A E.S.P., 2025f)*

La capacidad instalada por tipo de tecnología en Colombia entre 2000 y 2024 refleja que ha sido una matriz energéticamente dominada por la generación hidráulica. Durante más de veinte años, esta tecnología ha mantenido una participación superior al 65%, alcanzando sus máximos entre el 2014 y el 2017 con un 70%, producto de la expansión del parque de generación hidráulico y del reconocimiento regulatorio a través del Cargo por Confiabilidad de los proyectos como el QUIMBO - 400 MW (ENEL COLOMBIA, 2015) , HIDROSOGAMOSO - 820 MW y PORCE III - 600MW (Congreso de la República de Colombia, 2024).

Adicionalmente, el Cargo por Confiabilidad ofreció señales a los agentes para mantener y desarrollar proyectos con alta capacidad firme, favoreciendo a la hidráulica debido a su aporte confiable en épocas críticas de escasez energética, como las que son causadas por el Fenómeno de El Niño. Sin embargo, a partir de 2022 se observa una disminución de la participación de la generación hidráulica, la cual cae al 62% en 2024.

Este cambio coincide con la incorporación de fuentes no convencionales, es decir, generación a partir de energía solar, su participación crece de forma exponencial pasando del 1% en el 2021 al 9% en el 2024, reflejando el impacto de las políticas como la Ley 1715 de 2014 y la Resolución CREG 060 de 2019, que permitió la incorporación de esta tecnología en las subastas del Cargo por Confiabilidad.

La capacidad instalada térmica ha mantenido una participación relativamente estable, la cual oscila entre el 28% y el 35%, su proporción ha disminuido levemente desde 2014, indicando que su función ha sido más de respaldo que de expansión. Por otro lado, tecnologías como la eólica y la cogeneración siguen representando un valor mínimo en la generación total del país.

En conclusión, Colombia ha mantenido por muchos años una matriz hídrica, los cambios regulatorios y los incentivos en la incorporación de las energías renovables no convencionales están generando una transición hacia una matriz más diversificada.

Ahora bien, para Perú se tomó la información disponible de la página del COES y se guardó la misma relación de la capacidad instalada que se utilizó para el cálculo en Colombia, es decir, se tomó la capacidad instalada en el último día del año, lo cual sirvió como base para elaborar la Figura que se presenta a continuación:

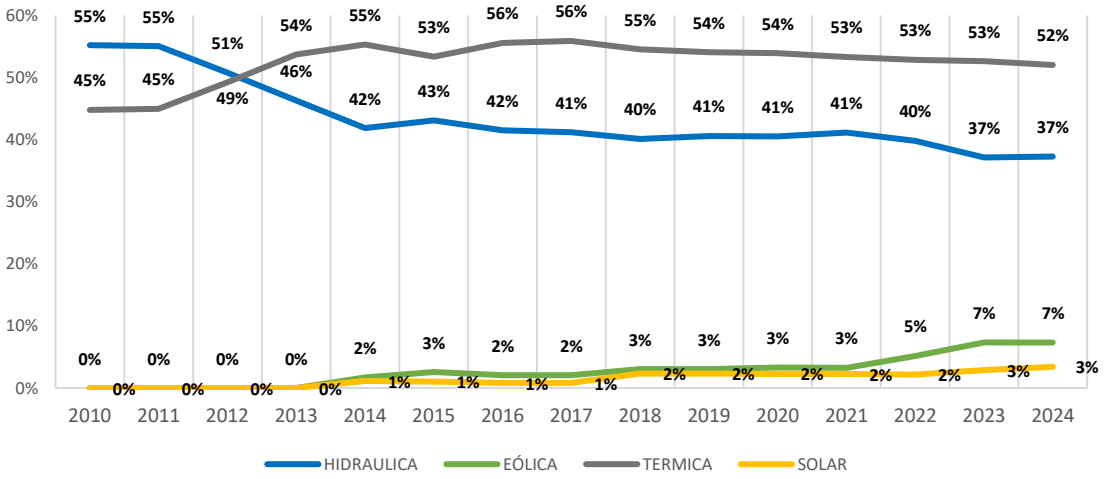

Figura 19. *Capacidad instalada en porcentaje y por tipo de tecnología de generación en Perú para el periodo comprendido entre el año 2010 al 2024, elaboración propia, información tomada de (COES, 2025b)*

La capacidad instalada por tipo de tecnología en Perú entre 2010 y 2024 muestra una transformación más cambiante en comparación con Colombia. Al inicio del período, la generación térmica representaba el 55% del total, mientras que la hidráulica ocupaba el 45%. Sin embargo, esta relación se invierte a partir de 2013, alcanzando su punto máximo en 2016, año en el cual entró en vigencia el nuevo Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad y el mecanismo de capacidad a través del Decreto Supremo N° 026-2016-EM. Desde entonces, la generación térmica ha tenido menos participación año a año, pasando del 56% en 2016 al 52% en 2024, mientras que la generación hidráulica se ha estabilizado más o menos en un 40%. Este comportamiento indica que, aunque las tecnologías convencionales continúan siendo predominantes, el nuevo esquema de remuneración por potencia firme ha facilitado condiciones para que entren nuevos actores con tecnologías renovables.

A partir del año 2014 se observa un crecimiento en las fuentes no convencionales. En el año 2010, la energía eólica y solar no tenían presencia, sin embargo, para el año 2024 alcanzan un 7% y un 3% respectivamente. Este avance se asocia por la combinación de señales de largo plazo del mecanismo de capacidad, las licitaciones de contratos de energía renovable bajo el marco del Decreto Legislativo 1002 de 2008, y la implementación constante de la diversificación energética promovida por el MINEM (MINEM, 2010).

Las tecnologías solar y eólica comienzan a consolidarse especialmente después de 2020, año en que también se intensifican los esfuerzos regionales por acelerar la transición energética, impulsados por condiciones favorables de inversión y el aprovechamiento del potencial solar del sur peruano (Ica, Arequipa) (PERÚ ENERGÍA, 2022) y eólico en la costa norte (Piura) (OBSERVATORIO CEPLAN, 2022).

En conclusión, el mecanismo de capacidad implementado en Perú ha sido funcional no solo para garantizar suficiente potencia para abastecer la demanda, sino también como promotor

de una diversificación progresiva de la matriz energética, permitiendo el ingreso de tecnologías renovables en un entorno competitivo y regulado.

El desarrollo actual del parque de generación en Colombia y Perú permite identificar diferentes dinámicas de la diversificación tecnológica que es impulsada por los mecanismos de confiabilidad de cada país.

En Colombia, si bien la participación histórica de la generación hidráulica ha sido destacada, con un promedio que ha estado por encima del 67 % hasta el 2021, a partir del 2022 se registra una reducción de esta participación y con una mayor participación de tecnologías no convencionales, especialmente la solar.

Este cambio está asociado a medidas regulatorias como la inclusión de proyectos solares en las subastas de Cargo por Confiabilidad (CREG 060 de 2019) y a incentivos como los establecidos en la Ley 1715 de 2014.

Por otra parte, Perú muestra una transición tecnológica más dinámica desde la implementación del nuevo Reglamento del Mercado de Capacidad en el año 2016 (Decreto Supremo N° 026-2016-EM).

La reducida dependencia de la generación hidráulica y la consolidación de tecnologías de generación tales como solar y la eólica que en conjunto pasan del 2 % en 2016 al 10 % en 2024, indica que el esquema de remuneración por potencia firme ha sido más eficaz para incentivar una mayor variedad tecnológica. Este proceso se ha favorecido por las condiciones climáticas de zonas como Ica, Arequipa y Piura, donde se ha logrado aprovechar el alto potencial renovable del país.

Mientras que en Colombia se ha avanzado de manera menos dinámica en la diversificación, esto también está asociado a que el país históricamente ha utilizado mayoritariamente la generación hidráulica para abastecer la demanda.

Por último, Perú ha incorporado nuevas tecnologías de forma más rápida, probablemente gracias a un sistema de incentivos diferente y a un entorno de mercado más favorable para invertir en energías renovables.

A continuación, se presenta una tabla comparativa entre las métricas evaluadas en este apartado para Colombia y Perú:

***Tabla 8**. Comparación de métricas del Cargo por Confiabilidad en Colombia y del Mecanismo de Capacidad en Perú.*

Métrica	Colombia – Cargo por Confiabilidad	Perú – Mecanismo de Capacidad
Margen de Reserva	Se analizó el periodo 2005–2024. El margen de reserva pasó de niveles entre 45 % y 55 % en los primeros años del mecanismo a 83 % en 2024. El crecimiento de la Capacidad Efectiva Neta (CEN) superó el de la demanda máxima, fortaleciendo la confiabilidad del	Se estudió el periodo 2010–2024. Desde la creación del Mecanismo de Capacidad (2012), el margen pasó de 27 % en 2012 a 80 % en 2024, evidenciando una mayor capacidad de respuesta ante contingencias. El incremento se asocia a la expansión hidroeléctrica y renovable. Como

	sistema. Sin embargo, los altos márgenes pueden implicar sobrecostos al usuario final. La alta participación hidráulica y el ingreso de FNCE con bajos factores de planta (24–35 %) podrían afectar la confiabilidad futura.	en Colombia, los altos márgenes podrían generar sobrecostos al usuario, aunque reflejan una mejor suficiencia de capacidad instalada.
Índice de Demanda No Atendida	Periodo analizado: 2000–2024. Los valores máximos se dieron en 2002 (0,33 %) y 2003 (0,27 %), asociados a baja hidrología y ataques a la red de transmisión. Desde 2013, el índice cayó a valores mínimos (<0,05 %), lo que evidencia que el Cargo por Confiabilidad mejoró la continuidad del suministro.	Periodo analizado: 2010–2024. Aumentos puntuales en 2012 y entre 2014–2016 debido a eventos climáticos extremos (inundaciones y El Niño Costero). Aun así, el índice nunca superó 1 % y se mantuvo bajo gracias a la diversificación de la matriz y gestión hidráulica. Presenta interrupciones localizadas en regiones vulnerables.
Costo del Mecanismo	El Costo Equivalente Real en Energía (CERE) pasó de 10,7 USD/MWh (2005) a 21,2 USD/MWh (2025). Esto implica una tendencia creciente del costo del mecanismo, atribuida a la indexación de combustibles, eventos climáticos y el esquema de subastas de Obligaciones de Energía Firme. Garantizar la confiabilidad resulta aprox. 54 % más costoso en Colombia que en Perú.	El Precio Básico de Potencia (PBP) varió de 17,4 USD/MWh (2013) a 13,8 USD/MWh (2025), mostrando una tendencia a la baja. El mecanismo es más estable y menos costoso, sustentado en asignaciones reguladas por potencia firme y menor exposición a señales de mercado. Refleja eficiencia y previsibilidad de precios.
Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología	Entre 2000–2024, la matriz estuvo dominada por hidráulica (>65 %) y térmica (28–35 %), con un crecimiento reciente de la solar (1 % en 2021 a 9 % en 2024). La Ley 1715 de 2014 y la CREG 060 de 2019 impulsaron la incorporación de FNCE, aunque la transición ha sido gradual. El sistema aún depende de la hidráulica como fuente principal de energía firme.	Entre 2010–2024, se observó una mayor transformación. La participación térmica bajó del 55 % al 52 %, la hidráulica se estabilizó en ~40 %, y las renovables (solar y eólica) crecieron de 0 % a 10 % en 2024. El Decreto Supremo N.° 026-2016-EM consolidó el marco del mercado de capacidad, permitiendo una diversificación más rápida y equilibrada de la matriz energética.

7. Conclusiones

7.1 Conclusiones generales del Trabajo Final

El presente trabajo permitió evidenciar que el Cargo por Confiabilidad en Colombia y el Mecanismo de Capacidad en Perú comparten un propósito común: garantizar la seguridad del suministro energético mediante incentivos económicos orientados a asegurar la disponibilidad de capacidad firme. No obstante, el análisis comparativo mostró que las diferencias en el diseño regulatorio, el contexto institucional y la madurez del mercado han condicionado de gran manera su desempeño y efectividad.

En el caso colombiano, el Cargo por Confiabilidad ha cumplido parcialmente su objetivo de asegurar la suficiencia energética, especialmente durante periodos de escasez asociados a fenómenos climáticos como el fenómeno de El Niño. Sin embargo, se observan limitaciones estructurales relacionadas con la concentración del mercado de generación, la escasa participación de nuevas tecnologías y la rigidez de las señales de inversión. Estas condiciones han reducido el dinamismo competitivo y limitado la expansión de la infraestructura, bajo criterios de eficiencia económica y sostenibilidad ambiental.

Por su parte, el Mecanismo de Capacidad en Perú evidencia un diseño más reciente y adaptativo, que facilita la entrada de nueva capacidad y promueve la diversificación tecnológica. No obstante, su implementación aún enfrenta desafíos institucionales, como la coordinación entre organismos reguladores y operadores del sistema, así como la necesidad de fortalecer la transparencia en la formación de precios y la previsibilidad de las reglas de mercado.

Desde una perspectiva crítica, el análisis demuestra que ambos mecanismos se encuentran en una etapa de madurez intermedia, en la que las señales de inversión no siempre reflejan las necesidades reales del sistema eléctrico ni las metas de transición energética de cada país. Este escenario expresa la necesidad de avanzar hacia mecanismos de confiabilidad flexibles, capaces de adaptarse a un entorno energético caracterizado por la volatilidad de precios, la mayor participación de fuentes renovables intermitentes y los retos de la descarbonización.

A pesar de la solidez conceptual del marco comparativo, este trabajo presenta limitaciones metodológicas que deben reconocerse. En primer lugar, el análisis se sustentó principalmente en fuentes secundarias (informes regulatorios, literatura académica y estadísticas oficiales), lo que limita la posibilidad de contrastar empíricamente los resultados con evidencia primaria de actores del mercado. En segundo lugar, el alcance temporal se limita al periodo comprendido entre 2006 y 2024, por lo que aún no se capturan los efectos regulatorios derivados de la incorporación acelerada de energías renovables y de nuevas tecnologías de almacenamiento. Finalmente, la escasa disponibilidad de estudios recientes sobre la experiencia peruana impidió una comparación más homogénea en términos de madurez institucional y profundidad analítica.

Ambos mecanismos hasta el momento han cumplido con su propósito de ofrecer confiabilidad al sistema eléctrico, sin embargo, estos mecanismos fueron creados bajo esquemas tradicionales de planificación eléctrica y presentan limitaciones ante la evolución del mercado en la participación de fuentes renovables variables, esto se pudo ver reflejado en la capacidad instalada por tipo de generación para Colombia, en donde solo hasta el 2023 se vio un crecimiento de la capacidad instalada solar.

Asimismo, la electrificación de la demanda y las consecuencias del cambio climático requieren actualizar la metodología de asignación de capacidad y de cálculo de potencia firme. La incorporación de nuevos criterios, como la flexibilidad operativa, la capacidad de respuesta rápida o la complementariedad tecnológica, se vuelve necesaria para que estos mecanismos continúen siendo efectivos en contextos energéticos más complejos y variables.

Finalmente, este trabajo final logró evidenciar que la efectividad de los mecanismos de capacidad está estrechamente relacionada con las condiciones económicas, climáticas e institucionales de cada país. Es decir, no existe un diseño único que se pueda aplicar a todos los contextos. Cada mecanismo debe adaptarse a la realidad de cada país, pero siempre velando por la confiabilidad del sistema, la eficiencia en el uso de los recursos que más dispone cada país y la estabilidad regulatoria a largo plazo.

7.2 Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos

7.2.1 Objetivo específico 1

"Establecer un conjunto de métricas para comparar el cargo por confiabilidad en Colombia y el mecanismo de capacidad en Perú"

Este objetivo se desarrolla en los numerales 6.1 y 6.2, en donde se definieron métricas tales como: Margen de Reserva, Índice de Demanda no atendida, Costo del Mecanismo, Precio de Asignación del Cargo/Pago por Capacidad, Cobertura de Capacidad Adjudicada VS Requerida, Duración y Tipo de Compromiso, Penalizaciones por Incumplimiento, Capacidad Instalada por tipo de tecnología, LOLP, LOLE, ENNS/LOEE, y VERE.

Para el análisis de los mecanismos por disponibilidad de información y considerando que se quería observar el desempeño actual, se aplicaron las métricas Margen de Reserva, Índice de Demanda no Atendida, costo del Mecanismo y Capacidad Instalada por Tipo de Mecanismo.

7.2.2 Objetivo específico 2

"Identificar las lecciones aprendidas derivadas de la implementación y funcionamiento del Cargo por Confiabilidad de Colombia y del Mecanismo de Capacidad de Perú"

Este objetivo fue abordado en los numerales 5.1 y 5.2, allí se detallan las fortalezas y debilidades que se pudieron extraer de la investigación documental de ambos mecanismos. En el caso de Colombia, se destaca el fortalecimiento del parque térmico, la señal a largo plazo para la inversión y la estabilización del ingreso de los generadores; mientras que en Perú se reconocen avances en disponibilidad de potencia firme, pero se identifican oportunidades de mejora en incentivos tecnológicos y eficiencia tarifaria.

7.2.3 Objetivo general

"Comparar el desempeño del Cargo por Confiabilidad de Colombia y el mecanismo de Capacidad de Perú"

El cumplimiento de este objetivo se desarrolla en el numeral **6.2**, mediante el análisis comparativo que incluye características de mercado, regulatorias y financieras.

7.3 Trabajos Futuros

A continuación, se presenta algunas recomendaciones de trabajos que se puedan derivar de este trabajo final para el público en general y que no estaban contemplados en el alcance inicial:

- Realizar un análisis global del desempeño de los mecanismos ante una mayor penetración de fuentes renovables no convencionales (FRNC), especialmente solar y eólica.
- Ampliar el estudio a otros países de la región que hayan implementado mecanismos de capacidad similares, con el propósito de evaluar el desempeño, las políticas, las prácticas, entre otras.
- Evaluar la interacción entre los mecanismos de capacidad y los mercados de servicios complementarios en ambos países.
- Desarrollar modelos econométricos y de simulación que midan con precisión el impacto del Cargo por Confiabilidad y del Mecanismo de Capacidad sobre la expansión del parque generador, la formación de precios y la seguridad del suministro.
- Incorporar datos primarios obtenidos mediante entrevistas o encuestas a agentes del mercado, reguladores y operadores, para capturar percepciones cualitativas sobre la efectividad y legitimidad de los mecanismos.
- Explorar el rol de las energías renovables no convencionales y el almacenamiento energético dentro de los esquemas de confiabilidad, evaluando ajustes regulatorios que promuevan su integración.

8. Anexos

8.1 Fuentes de información para Perú

Tabla 9. *Fuente de la información recopilada del Precio Básico de Potencia para el cálculo del costo del mecanismo de capacidad en Perú*

Año	Precio Básico de Potencia US $/kW-año	Fuente
2012	78,57	(OSINERGMIN, 2011)
2013	86,70	(SIDEC, 2013)
2014	79,92	(OSINERGMIN, 2014b)
2015	77,64	(OSINERGMIN, 2015a)
2016	77,64	(OSINERGMIN, 2015b)
2017	76,36	(OSINERGMIN, 2016a)
2018	79,12	(OSINERGMIN, 2017b)
2019	78,58	(OSINERGMIN, 2019)
2020	76,19	(OSINERGMIN, 2020)
2021	71,00	(OSINERGMIN, 2021a)
2022	74,85	(OSINERGMIN, 2021b)
2023	74,99	(M & D Consultores, 2022)
2024	79,03	(M & D CONBSULTORES, 2023)
2025	74,35	(OSINERGMIN, 2025b)

Tabla 10. *Fuente de la información recopilada de la Potencia firme de generación y Máxima Potencia en MW para el cálculo del costo del mecanismo de capacidad en Perú*

Año	Potencia firme de generación (MW)	Demanda anual del SEIN (MWh)	Fuente
2012	6755	37321	(COES, 2012) (COES, 2025a)
2013	7991	39669	(COES, 2013) (COES, 2025a)
2014	8558	41796	(COES, 2013) (COES, 2025a)
2015	9541	44485	(COES, 2013) (COES, 2025a)
2016	10295	48289	(COES, 2016)(COES, 2025a)
2017	11075	48993	(COES, 2016) (COES, 2025a)
2018	11416	50817	(COES, 2016) (COES, 2025a)
2019	11718	52889	(COES, 2016) (COES, 2025a)
2020	11604	49187	(COES, 2020) (COES, 2025a)
2021	11727	53990	(COES, 2020) (COES, 2025a)
2022	11811	56084	(COES, 2020) (COES, 2025a)
2023	11729	58393	(COES, 2020) (COES, 2025a)
2024	11666	60029	(COES, 2024) (COES, 2025a)
2025	11744	63248*	(COES, 2024) (Bnamericas, 2025)

*El valor de la Demanda Anula del SEIN para el 2025 es una proyección hecha por (Bnamericas, 2025).

9. Bibliografía

ACOLGEN. (2022). *ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD*. https://acolgen.org.co/wp-content/uploads/2022/04/ACOLGEN_ANALISIS-DE-LA-EVOLUCION-DEL-CARGO-POR-CONFIABILIDAD.pdf

Ayala, U., & Millán, J. (2003). *La Sostenibilidad de las Reformas del Sector Eléctrico en Colombia*. https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/1906

Banco de la República de Colombia. (n.d.). *Tasa de cambio Representativa del Mercado (TRM)*. Retrieved July 11, 2025, from https://suameca.banrep.gov.co/estadisticas-economicas/informacionSerie/1/tasa_cambio_peso_colombiano_trm_dolar_usd

Batlle, C., Barroso, L., & Echevarría, C. (2012). *Evaluación del marco normativo e institucional del Perú para la promoción de energía eléctrica a partir de recursos renovables*. http://www.iadb.org

Bedoya, C. (2015). *ACTOS TERRORISTAS EN EL SECTOR ELECTRICO Y SUS EFECTOS EN LA CONTINUIDAD DEL NEGOCIO*. https://repository.umng.edu.co/items/beffadcc-c7a3-4f40-b866-3966f2974125

Bnamericas. (2025). *Panorama de Perú: proyecciones de demanda, grupo de trabajo por despacho, y refuerzo de red - BNamericas*. https://www.bnamericas.com/es/noticias/panorama-de-peru-proyecciones-de-demanda-grupo-de-trabajo-por-despacho-y-refuerzo-de-red

Castro, I. (2012). *El mercado de electricidad en Perú*. https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/13529

Centro Competencia. (2022, March). *Índice de Herfindahl Hirschman (HHI)*. https://centrocompetencia.com/hhi/

COES. (2012). *ESTUDIO DE VERIFICACIÓN DEL MARGEN DE RESERVA FIRME OBJETIVO (MRFO) DEL SEIN PERÍODO 2012-2015*. https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/MargenReserva/

COES. (2013). *ESTUDIO DE VERIFICACIÓN DEL MARGEN DE RESERVA FIRME OBJETIVO (MRFO) DEL SEIN PERÍODO 2013-2016*. https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/MargenReserva/

COES. (2016). *ESTUDIO DE VERIFICACIÓN DEL MARGEN DE RESERVA FIRME OBJETIVO (MRFO) DEL SEIN PERIODO 2016-2019*. https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/MargenReserva/

COES. (2020). *ESTUDIO DE VERIFICACIÓN DEL MARGEN DE RESERVA FIRME OBJETIVO (MRFO) DEL SEIN PERIODO 2020 – 2023*. https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/MargenReserva/

COES. (2024). *ESTUDIO DE VERIFICACIÓN DEL MARGEN DE RESERVA FIRME OBJETIVO (MRFO) DEL SEIN PERIODO 2024-2027*. https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/MargenReserva/

COES. (2025a). *Estadísticas Anuales*. https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/?path=Publicaciones%2FEsta

disticas+Anuales%2F2018%2F01_EXCEL%2F04_PRODUCCI%C3%93N+DE+ELECTRICIDAD+DEL+SEIN

COES. (2025b). *VisorPowerBI*. https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI

Congreso de la República de Colombia. (1994). *Ley 143 de 1994*. https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=4631

Congreso de la República de Colombia. (2024). *Proyecto de Ley 131 de 2024*. https://leyes.senado.gov.co/proyectos/images/documentos/Textos%20Radicados/proyectos%20de%20ley/2024%20-%202025/PL%20131-24%20SECTOR%20ELECTRICO%20COLOMBIANO.pdf

Congreso de la República del Perú. (2006). *Ley Nº 28832 Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica*. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Ley%20N%C2%B0%2028832%20-%20LASE.pdf

CREG. (1995). *Resolución CREG 025 de 1995*. https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/$FILE/Cr025-95.pdf

CREG. (1996). *Resolución CREG 024 de 1996*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/pdf/doc_creg_0024_1996.pdf

CREG. (2000). *Resolución CREG 114 de 2000*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/pdf/doc_creg_0114_2000.pdf

CREG. (2006). *Resolución CREG 071 de 2006*. *CREG 071 de 2006*. https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/243937481e5177820525785a007a6f75.html

CREG. (2018). *Resolución CREG 103 de 2018*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0103_2018.htm

CREG. (2019). *Experiencias internacionales y nuevos planteamientos para optimizar la gestión de la confiabilidad a largo plazo*. https://repository.upb.edu.co/handle/20.500.11912/4033

CREG. (2021). *Concepto 3596 de 2021*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0003596_2021.htm

CREG. (2023a). *Alejandría - Resoluciones analizadas del Cargo por Confiabilidad*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/resoluciones_analizadas_cargo_por_confiabilidad.html

CREG. (2023b). *Resolución CREG 101 006 de 2023*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-6_2023.htm

CREG. (2023c). *Resolución CREG 101 007 de 2023*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/CREG%20101%20007_2023/

CREG. (2023d, November 15). *Portal CREG*. https://creg.gov.co/publicaciones/15673/la-creg-establece-oportunidad-para-asignar-obligaciones-de-energia-firme-del-cargo-por-confiabilidad-a-plantas-existentes-para-el-periodo-2025-2027/

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 Economia (Colombia)*, *35*(68), 491–519. https://doi.org/10.15446/cuad.econ.v35n68.52732

E. Luyo, J. (2012). *De las crisis a las Reformas regulatorias en el Sector de energía*. https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/13520/14146

ENEL COLOMBIA. (2015). *Central Hidroeléctrica El Quimbo | Cronología*. https://www.enel.com.co/es/conoce-enel/enel-generacion/el-quimbo/cronologia-represa-del-quimbo.html

García, R. (2008). *Propuesta de un mercado de capacidad vía contratos de cobertura como mecanismo para mejorar el manejo de riesgos y la confiabilidad en el suministro de electricidad*. https://tesis.pucp.edu.pe/bitstreams/84a37fae-8628-43ca-a5b2-4570a33dd91e/download

Gómez, C. M., & Barrientos, J. (2023). Pricing evolution in the Colombian electricity market: Does regulation matter? *Electricity Journal*, *36*(9–10). https://doi.org/10.1016/j.tej.2023.107340

Gracia, O., Millán, J., & Benavides, J. (2017). *El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: Características, Evolución e Impacto sobre otros Sectores*. https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/3856

Hammons, T. J., Barroso, L. A., & Rudnick('), H. (2007). *MARKET MECHANISMS AND SUPPLY ADEQUACY IN POWER SECTOR REFORMS IN LATIN AMERICA*. https://ieeexplore.ieee.org/document/4218831

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2025, March 26). *El crecimiento anual de la capacidad de generación de energías renovables bate récords*. https://www.irena.org/News/pressreleases/2025/Mar/Record-Breaking-Annual-Growth-in-Renewable-Power-Capacity-ES

Juvinao, C. (2020). Lecciones del Cargo por Confiabilidad en Colombia como un mecanismo de incentivo a la generación de energía eléctrica. *Desarrollo y Sociedad*, *2021*, 113–148. https://doi.org/10.13043/DYS.87.4

Ledesma, A. A., Aguirre, J., Youel, Y., Jas, R. O., & Senior, E. (2023). *Exploración del impacto económico del fenómeno EL NIÑO COSTERO*. https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Moneda/moneda-196/moneda-196-05.pdf

López, R. K. (2019). *Cargo por Confiabilidad: ¿Señal de expansión de la inversión del parque generador y de cubrimiento de la demanda de energía eléctrica en Colombia en condiciones críticas?* https://repository.javeriana.edu.co/handle/10554/43099

M & D CONBSULTORES. (2023). *Estudio Técnico y Económico para la determinación de las Tarifas en Barra - Mayo 2024 – Abril 2025*. https://www2.osinergmin.gob.pe/GRT/Procesos-Regulatorios/Tarifas-Barra/FPB-2024-

2025/2/2.1.%20Subcomit%C3%A9%20de%20Generadores%20del%20COES/02.%20Informe%20de%20Propuesta%20del%20SGC.pdf

M & D Consultores. (2022). *Determinación de las Tarifas en Barra - Mayo 2023 – Abril 2024*. https://www2.osinergmin.gob.pe/GRT/Procesos-Regulatorios/Tarifas-Barra/FPB-2023-2024/03Audiencia-Publica-para-la-presentacion-y-sustento-de-la-propuesta-tarifaria/3.4%20Presentaci%C3%B3n%20del%20Subcomit%C3%A9%20de%20Generadores%20del%20COES.pdf

MINEM. (2010). *POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL DEL PERÚ 2010-2040*. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/6482350/5660350-reporte-de-cumplimiento-de-la-politica-energetica-nacional-2023.pdf

MINMINAS. (2023). *Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2023-2037*. https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_de_Expansion_Generacion_2023-2037_a_comentarios.pdf

MINMINAS. (2024). *Funcionamiento del sector*. https://www.minenergia.gov.co/es/misional/energia-electrica-2/funcionamiento-del-sector/

OBSERVATORIO CEPLAN. (2022, November). *Incorporación de tecnología e innovación en la educación para mejorar la enseñanza*. https://observatorio.ceplan.gob.pe/ficha/o1_ica

Okumura, P. A. (2015). *El Mercado Mayorista de electricidad en el Perú*. https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/themis/article/view/15598

OSINERGMIN. (1993). *Decreto Supremo N.° 009-93-EM*. https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/727782-009-93-em

OSINERGMIN. (2003). *Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de la Potencia*. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1049434/Proc_Norm_Re194-200320200727-24078-1p8lwhg.pdf

OSINERGMIN. (2011, November 14). *Estudio Técnico económico fijación tarifaria mayo 2012*. https://www2.osinergmin.gob.pe/ProcReg/TarifasBarra/ProcMay12-Abril13/Subcomite_Generadores_COES/07.PBP.pdf

OSINERGMIN. (2014a). *Mercados de Capacidad y Confiabilidad en el Sector Eléctrico: Aspectos Conceptuales y Experiencias Internacionales*. http://www.osinergmin.gob.pe/

OSINERGMIN. (2014b). *Precio Básico de la Potencia 2014*. https://www2.osinergmin.gob.pe/ProcReg/TarifasBarra/PrcdmntoFjcionPrciosBrraPrdoMyo2014Abril2015/05_AbsolucionObservaciones/10.PBP.pdf

OSINERGMIN. (2014c). *REPORTE DE ANÁLISIS ECONÓMICO SECTORIAL ELECTRICIDAD – Implementación de un mercado de capacidad en el mercado eléctrico peruano*. www.osinerg.gob.pehttp://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Estudios_Economicos/77.htm

OSINERGMIN. (2015a). *Informe para la publicación de Resolución que fija los Precios en Barra - Período mayo 2015 - abril 2016* . https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1016670/Informe-No0206-2015-GART20200717-31706-n18y84.pdf

OSINERGMIN. (2015b). *Informe para la publicación de Resolución que fija los Precios en Barra - Período mayo 2015 - abril 2016* .

OSINERGMIN. (2016a). *Informe para la publicación de Resolución que fija los Precios en Barra - Período mayo 2016 - abril 2017*. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/970066/Informe-No.0219-2016-GART20200708-22286-rmo9u6.pdf

OSINERGMIN. (2016b). *Resolución 073-2016-OS-CD*. www.osinergmin.gob.pe.

OSINERGMIN. (2017a). *Fijación del Margen de Reserva Firme Objetivo y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita para el SEIN - Informe Nº 076-2017-GRT*. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/904315/Informe-No.076-2017-GRT20200701-4721-81nwe2.pdf

OSINERGMIN. (2017b). *Proceso Regulatorio de los Precios en Barra Periodo Mayo 2017 – Abril 2018*. https://www.normaslegalesonline.pe/imagenes//18/09/2017/1505764873761_PDF03.pdf

OSINERGMIN. (2018). *Modificación del Procedimiento Técnico del COES Nº 26 "Cálculo de la Potencia Firme."*

OSINERGMIN. (2019). *Fijación de Precios en Barra Mayo 2019-Abril 2020*. https://www2.osinergmin.gob.pe/GRT/Procesos-Regulatorios/Tarifas-Barra/FPB-2019-2020/FPB-2019-2020-7-Presentacion-Osinergmin.pdf#:~:text=,a%C3%B1o%2061.97

OSINERGMIN. (2020). *Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra - Periodo mayo 2020 - abril 2021*. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/820104/Osinergmin-077-2020-GRT-IT.pdf.pdf#:~:text=3%20Sin%20FIM%20%3A%20USD%2FkW,a%C3%B1o%2059%2C70%2062%2C22%2070%2C28%2076%2C19

OSINERGMIN. (2021a). *Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra - Periodo mayo 2021 - abril 2022* . https://www2.osinergmin.gob.pe/GRT/Procesos-Regulatorios/Tarifas-Barra/FPB-2021-2022/06%20Publicacion_Proyecto/Informe-Tecnico-144-2021-GRT.pdf

OSINERGMIN. (2021b, November). *Estudio Técnico y Económico para la determinación de las Tarifas en Barra - Mayo 2022 – Abril 2023*. https://www2.osinergmin.gob.pe/GRT/Procesos-Regulatorios/Tarifas-Barra/FPB-2022-2023/02Presentacion-Estudio-Tecnico-Economico/2.1-Subcomite-Generadores/Informe-Tecnico-SCG-Propuesta-FITA.pdf

OSINERGMIN. (2025a). *Fijación del Margen de Reserva Firme Objetivo y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita para el SEIN - Informe Nº 108-2025-GRT*. https://www.mendeley.com/reference-manager/reader/6c31dcc8-497b-37c3-9e45-01168a57465a/752bda99-d078-713d-492b-bac31fc3109a

OSINERGMIN. (2025b). *Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra - Periodo mayo 2025 - abril 2026*. https://www2.osinergmin.gob.pe/GRT/Procesos-Regulatorios/Tarifas-Barra/FPB-2025-2026/6/6.1.1%20Informe-Tecnico-136-2025-GRT.pdf

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

PERÚ ENERGÍA. (2022, June 7). *MINEM aprueba estudios ambientales de energía renovable con inversión superior a US$ US$ 3 850 millones*. https://peruenergia.com.pe/minem-aprueba-estudios-ambientales-de-energia-renovable-con-inversion-superior-a-us-us-3-850-millones/

Restrepo, M. I., Arango, S., & Vélez, L. G. (2011). *LA CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS COMPETITIVOS Y EL MODELO COLOMBIANO DE CARGO POR CONFIABILIDAD*.

Sanguano, N. (2021). *EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN CONSIDERANDO FALLAS DE CAUSA COMÚN EN LÍNEAS Y EL MÉTODO MONTE CARLO*. https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/19728/1/UPS%20-%20TTS232.pdf

SIDEC. (2013, January 30). *Estudio técnico económico fijación tarifaria mayo 2013*. https://www2.osinergmin.gob.pe/ProcReg/TarifasBarra/PrcdmntoFjcionPrciosBrraPrdoMyo2012Abril2014/AbslcionObsrvcnesEstdioTecncoEcnmco/AOETESbcmteTrnsmsresCOES/07.PBP.pdf

Solis Renewables. (2023, December). *What is Capacity Factor? A Beginner's Guide*. https://www.solisrenewables.com/blog/what-is-capacity-factor

Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A., Vilches, C., & (Editores). (2016). *LA INDUSTRIA DE LA ELECTRICIDAD EN EL PERÚ: 25 años de aportes al crecimiento económico. OSINERGMIN*. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf

UPME. (2023). *PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA 2023-2037*.

Villareal, J., & Córdoba, M. (2008). *Incentivos y estructura del nuevo cargo por confiabilidad en el sector eléctrico en colombia_VILLAREAL Y CORDOBA*. *28*, 105–115.

Waybackmachine. (2012, April 4). *Inundación los deja sin luz*. https://web.archive.org/web/20120409160432/http://proycontra.com.pe/2012/04/04/inundacion-los-deja-sin-luz/

XM S.A E.S.P. (2025a). *Cuarta subasta de energía firme (2027 – 2028)*. https://www.xm.com.co/transacciones/asignacion-subastas/subasta-de-energia-firme/cuarta-subasta-de-energia-firme-2027

XM S.A E.S.P. (2025b). *GitHub - EquipoAnaliticaXM/API_XM*. https://github.com/EquipoAnaliticaXM/API_XM

XM S.A E.S.P. (2025c). *GitHub - EquipoAnaliticaXM/API_XM*. https://github.com/EquipoAnaliticaXM/API_XM

XM S.A E.S.P. (2025d). *Páginas - Generación Real del SIN*. https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/GeneracionSIN.aspx

XM S.A E.S.P. (2025e). *Reporte ENFICC Verificada vs OEF Asignadas*. Información Relacionada al Cargo Por Confiabilidad. https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/informaci%C3%B3n-verificaci%C3%B3n-enficc/reporte-enficc-verificada-vs-oef-asignadas-verificacion-anual

XM S.A E.S.P. (2025f). *Sinergox*. https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx