



Superservicios

Canasta de Costos de Generación Eléctrica en Colombia

Un insumo para la discusión pública sobre la
formación de precios de la energía

Comité Directivo del Observatorio de Servicios Públicos Domiciliarios

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Felipe Durán Carrón

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

Omar Camilo López López

Director Técnico de Gestión de Energía (E)

Andrés Felipe Peñaranda Bayona

Equipo de Trabajo

Alfonso Vallejo Murillo

Gina Marcela Rocha Millán

Laura Liliana Bernal Martínez

Nelson Fabian Molina Molina

Equipo del Observatorio de Servicios Públicos Domiciliarios

Líder Técnico y Metodológico

Edwin Jair Ramírez Charry

Experto Delegado de Energía y Gas

Luis Javier Mosquera Linares

Gestora del Proyecto de Inversión del Observatorio

Angie Katherine Lancheros Rodríguez

ALCANCE Y USO DE ESTE DOCUMENTO

Este documento presenta un ejercicio de estimación del CAPEX y OPEX construido a partir de la información de costos que los agentes generadores reportaron a esta Superintendencia. Su propósito es aportar elementos a la discusión pública sobre la estructura de costos de la generación eléctrica en Colombia.

El indicador aquí calculado es una medida de los costos incurridos. **No incorpora el costo de oportunidad del recurso, la prima de riesgo del agente, el valor de la disponibilidad ni las obligaciones asumidas en el mercado.**

Este documento no constituye acto administrativo, no establece precios ni tarifas de referencia, no imputa conductas a agente alguno y no prejuzga sobre actuaciones administrativas en curso o futuras.

Tabla de contenido

1. Introducción.....	8
1.1. Objetivo general y objetivos específicos.....	8
Objetivo general.....	8
Objetivos específicos	9
1.2. Propósito, público destinatario y uso previsto	9
Propósito.....	9
Público destinatario	10
Uso previsto y delimitación	10
1.3. Competencia de la Superintendencia y fundamento del requerimiento	10
1.4. Alcance del informe	11
2. Marco Normativo.....	13
2.1. Fundamento constitucional y legal.....	13
2.2. Arquitectura institucional del sector	13
2.3. Regulación aplicable a la formación de precios y tarifas.....	14
2.4. Regulación específica por tecnología.....	15
Generación hidráulica	15
Generación térmica.....	15
Generación solar y eólica	15
2.5. Marco de promoción de fuentes no convencionales y transición energética.....	16
2.6. El costo nivelado de energía como instrumento de política pública.....	16
3. Muestra y metodología de evaluación	19
3.1. Información base.....	19
Lineamiento de Cargue de la Canasta de Costos	19
Formatos, variables solicitadas y período de reporte	20
Fuentes complementarias de validación.....	21

3.2. Caracterización de la muestra	23
Cobertura: plantas, observaciones y capacidad representada	23
Composición por tecnología	24
Distribución por escala, antigüedad y localización	25
Representatividad frente al parque generador del país	26
3.3. Metodología de evaluación	27
Construcción de la canasta de costos: clasificación y agregación de los rubros	27
Indicadores de normalización y métodos estadísticos.....	28
Tratamiento de valores atípicos y datos faltantes.....	28
4. Canasta de Costos - CAPEX.....	31
4.1. Perfiles individuales por tecnología.....	31
Plantas Hidráulicas:	32
Plantas Térmicas:.....	37
Plantas Solares Fotovoltaicas:	41
Plantas Eólicas:	45
4.2. Caracterización comparada de las tecnologías.....	48
Comparativo del CAPEX:	49
Comparación de la estructura del CAPEX:.....	51
Análisis de componentes:	52
Análisis geográfico:.....	53
5. Canasta de Costos - OPEX	58
5.1. Matriz de disponibilidad y comparabilidad de variables.....	58
5.2. Indicadores normalizados	59
5.3. Análisis de las tecnologías de generación	59
Plantas hidroeléctricas:.....	59
Plantas solares fotovoltaicas:.....	71
Plantas eólicas.....	76

Análisis comparativo entre tecnologías	80
6. Conclusiones y agenda de discusión.....	87
6.1. Conclusiones	87
Sobre los costos de capital.....	87
Sobre los costos de operación.....	88
Sobre el combustible térmico	88
6.2. Recomendaciones.....	91



Superservicios



1.

Introducción

1. Introducción

La discusión pública sobre el precio de la energía eléctrica en Colombia suele concentrarse en dos extremos de la cadena: la tarifa que paga el usuario final y el precio que se forma en el mercado mayorista. Entre ambos existe un eslabón sobre el cual la información disponible es considerablemente menor: cuánto cuesta construir y operar las plantas que producen la electricidad, qué componentes integran esos costos y por qué su magnitud difiere de manera tan pronunciada entre unidades de generación.

Buena parte de los debates sobre la formación del precio de la energía, el efecto de la hidrología, el papel de la generación térmica de respaldo, la conveniencia de promover la generación distribuida o el impacto de la transición energética sobre las tarifas descansa en supuestos sobre la estructura de costos del parque generador que rara vez se contrastan con información reportada por los propios agentes.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en desarrollo de sus funciones de inspección, vigilancia y control, recibe de los prestadores información técnica y financiera detallada sobre la operación de sus activos. El presente ejercicio aprovecha esa información para construir, por primera vez y con alcance sectorial, una caracterización de la canasta de costos de la generación eléctrica en el país, entendida como la estructura de sus costos de capital y de operación.

Este documento no busca cerrar la discusión sobre los costos de generación en Colombia, sino abrirla sobre una base empírica compartida. Los resultados que presenta son un punto de partida para el debate, no una conclusión definitiva sobre el desempeño económico del sector ni de sus agentes.

1.1. Objetivo general y objetivos específicos

Objetivo general

Este documento tiene por objetivo describir, con base en información reportada por los agentes generadores, la estructura de los costos de capital y de operación de la generación eléctrica en Colombia, e identificar los factores que explican las diferencias de costo entre plantas y entre tecnologías.

Objetivos específicos

- Caracterizar la composición del costo de capital de cada tecnología de generación, precisando en qué componentes se concentra la inversión y cómo se compara con las referencias internacionales disponibles.
- Caracterizar la composición del gasto operativo de cada tecnología, distinguiendo los costos fijos de los variables y, en la generación térmica, aislando el costo de combustible.
- Cuantificar la dispersión de los costos de capital y de operación al interior de cada tecnología y entre regiones del país.
- Identificar los determinantes transversales del costo, con particular atención a la escala de la planta, la antigüedad del activo y su localización geográfica.
- Delimitar con precisión qué componentes económicos captura el ejercicio y cuáles no, de manera que sus resultados se interpreten dentro de los límites que la información y la metodología permiten.
- Documentar la calidad de la información reportada e identificar oportunidades de mejora en los formatos de reporte, como insumo para los próximos ciclos del requerimiento

1.2. Propósito, público destinatario y uso previsto

Propósito

El propósito de este documento es aportar una base a la discusión pública sobre los costos de generación eléctrica en Colombia. No pretende establecer una cifra oficial del costo de generación, ni fijar valores de referencia, ni evaluar el desempeño económico de agentes determinados.

Público destinatario

El documento se dirige a cuatro audiencias con necesidades de información distintas: los agentes generadores y demás participantes del mercado eléctrico, que pueden contrastar los resultados con su propia experiencia operativa; las entidades con competencias de regulación y planeación sectorial, para quienes el ejercicio ofrece elementos sobre la estructura de costos que subyace a las decisiones de política; la academia y los centros de investigación, que pueden examinar y extender la metodología empleada; y la ciudadanía interesada en comprender la formación del costo de la electricidad.

Uso previsto y delimitación

El uso previsto de este documento es informativo. En consecuencia, y de manera expresa, no se concibe como fundamento de decisiones tarifarias, ni como instrumento de evaluación del desempeño de prestadores determinados, ni como soporte de actuaciones administrativas.

Esta delimitación no constituye una formalidad. El ejercicio caracteriza los costos de capital y de operación efectivamente reportados por los agentes; se trata de una descripción de costos incurridos, **no de una estimación del costo unitario proyectado de la energía ni de una medida del precio al que resulta económicamente sostenible ofertar**. Por esa razón, sus resultados no permiten concluir, por sí solos, si el precio al que un generador ofrece su energía es adecuado, excesivo o insuficiente: **la comparación entre el costo reportado y el precio de oferta involucra el costo de oportunidad del recurso, la prima de riesgo del agente y el valor de la disponibilidad, elementos que este ejercicio no incorpora**.

1.3. Competencia de la Superintendencia y fundamento del requerimiento

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios tiene a su cargo, conforme a la Ley 142 de 1994 y la Ley 143 de 1994, las funciones de inspección, vigilancia y control sobre los prestadores de servicios públicos domiciliarios, incluidos los agentes generadores del Sistema Interconectado Nacional. En desarrollo de esas funciones, y con fundamento en el numeral 79.4 del artículo 79 de la Ley 142 de 1994, esta entidad requirió a los agentes el

reporte estructurado de los componentes de costo de sus plantas, según se detalla en el capítulo 3. La información así obtenida constituye el insumo exclusivo del presente ejercicio.

De conformidad con el artículo 53 de la Ley 142 de 1994, la información reportada al Sistema Único de Información se entrega bajo responsabilidad del prestador. Los resultados de este ejercicio reflejan, en consecuencia, lo reportado por los agentes, y las atipicidades identificadas pueden obedecer tanto a situaciones reales de la operación como a deficiencias en la calidad del reporte.

1.4. Alcance del informe

El informe se estructura en torno a la caracterización de dos bloques de costo de naturaleza económica distinta. El primero, el costo de capital, corresponde a la inversión asociada a la construcción o adquisición del activo de generación; se analiza en términos de su magnitud por unidad de capacidad instalada, de su composición por componentes y de su contraste con las referencias internacionales. El segundo, el costo de operación, corresponde al gasto recurrente de operar y mantener la planta a lo largo de su vida útil; se analiza en términos de su magnitud por unidad de capacidad y de energía, de su composición por rubros y de su clasificación entre costos fijos y variables.

El ejercicio abarca las cuatro tecnologías de generación con información reportada (hidroeléctrica, termoeléctrica, solar fotovoltaica y eólica) y desarrolla, para cada bloque de costo, un análisis individual por tecnología seguido de un análisis comparativo transversal. La unidad monetaria es el peso colombiano corriente y el período de reporte comprende las vigencias 2024 y 2025.

Dos delimitaciones acotan el alcance. En el plano del objeto, el ejercicio se circunscribe al Sistema Interconectado Nacional. En el plano del método, el ejercicio se limita a la caracterización de los costos de capital y de operación reportados, y no construye un indicador de costo nivelado de energía, conforme a la delimitación expuesta. El capítulo 3 documenta en detalle el origen de la información, la construcción de la muestra y los criterios metodológicos que sustentan estos resultados.



Superservicios



2.

Marco Normativo

2. Marco Normativo

Este capítulo delimita el régimen jurídico aplicable a la actividad de generación y, de manera particular, los mecanismos mediante los cuales se remunera al generador. Su propósito no es exhaustivo sino instrumental: se citan las disposiciones que inciden directamente en la formación de los costos analizados o que condicionan la interpretación de los resultados. Cada bloque normativo se acompaña de la implicación metodológica que de él se desprende para este ejercicio.

2.1. Fundamento constitucional y legal

Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y se debe asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional, según lo establecido por el Artículo 365 de la Constitución Política de Colombia. En desarrollo de este mandato, el Estado conserva la competencia para regular, controlar y vigilar la prestación de dichos servicios, orientado a garantizar el interés general y la protección de los usuarios, independiente de la naturaleza jurídica de la empresa prestadora del servicio.

De manera general se parte de las leyes 142 y 143 de 1994, en las que se establecen el régimen de los servicios públicos y la organización del sector eléctrico, esenciales en este estudio para enmarcar la formación de precios. Entendiendo así que la generación de energía eléctrica hace parte integral de la cadena de prestación de este servicio público, y lo constituye en la actividad principal para garantizar que llegue a los usuarios finales en condiciones de eficiencia, como lo establece el artículo 6 de la Ley 143.

2.2. Arquitectura institucional del sector

El presente marco normativo considera leyes y regulaciones dentro de un esquema institucional en el cual el Ministerio de Minas y Energía (MME) define las políticas energéticas, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ejerce funciones de regulación económica, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es la entidad responsable de la planeación sectorial y la SSPD ejerce funciones de IVC, sobre las actividades en la prestación del servicio de energía eléctrica.

Adicionalmente, el marco regulatorio establece roles particulares para la operación centralizada del SIN, la administración del Sistema de Intercambios Comerciales y la liquidación y administración de las cuentas. Estos roles son asumidos por la empresa de Servicios Públicos, XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P (XM).

2.3. Regulación aplicable a la formación de precios y tarifas

En cuanto a la regulación relativa al mercado y de tarifas la CREG estipula lineamientos para determinar los ingresos y costos operativos que inciden en los diferentes proyectos o procesos de generación. La Resolución 119 de 2007 contiene la fórmula tarifaria general para establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el SIN, por parte de los Comercializadores Minoristas, cuya primera variable es el costo de compra de energía (generación), donde el análisis LCOE resalta relevancia.

Adicionalmente, dicho componente de costos de generación está regulado dentro del cálculo de precio de oferta en bolsa conforme señala la Resolución CREG 024 de 1995; los mecanismos de comercialización (subastas) para obtener los precios más competitivos, según la Resolución CREG 130 de 2019 y la Resolución CREG 101 024 de 2022 aplica indexadores como el IPP o IPC a las fórmulas de la energía para evitar alzas desmedidas. El Decreto MME 1091 de 2025 estipula lineamientos de contratación a largo plazo que permiten definir el precio de venta.

La conexión entre este bloque normativo y el ejercicio es la siguiente: el costo de compra de energía constituye el primer componente de la fórmula tarifaria y, por tanto, el eslabón donde se origina buena parte del costo que finalmente asume el usuario regulado. Caracterizar la estructura de costos de la generación aporta elementos para comprender la formación de ese componente, sin que ello implique que el indicador calculado sea un insumo directo de la fórmula tarifaria ni un sustituto de las metodologías que la CREG define para ese propósito.

La Resolución CREG 075 de 2021 regula la asignación de capacidad de transporte en el SIN, que inciden en los CAPEX por las obras de conexión. Por otro lado, la Resolución CREG 174 de 2021 regula las actividades de autogeneración a pequeña escala (AGPE) y generación distribuida (GD).

2.4. Regulación específica por tecnología

De manera específica, por tecnología se pueden recopilar normas aplicables e incidentes para el cálculo del LCOE.

Generación hidráulica

Para la generación hidroeléctrica, la Ley 99 de 1993, define las tasas retributivas por uso de agua y las compensaciones ambientales, que se pueden establecer como un ítem de OPEX fijo importante. El Decreto 2811 de 1974 es relevante para los permisos de concesión de aguas. La Resolución CREG 025 de 1995 establece el Código de Red, vital para las pruebas de disponibilidad y energía en firme.

Generación térmica

Relativo a las plantas de generación térmica el costo del combustible y el Cargo por Confiabilidad son las variables para tener presente. La Resolución CREG 071 de 2006, formula la metodología del Cargo por Confiabilidad, dado que los ingresos por Obligaciones de Energía Firme (OEF) son importantes para compensar un alto LCOE comparado con las renovables. En materia ambiental, la Resolución 2254 de 2017 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), define los límites de calidad de aire, lo que implica inversiones para su cumplimiento e incide en un CAPEX adicional.

Generación solar y eólica

Sobre las emergentes tecnologías solar y eólica, se toman normas más relacionadas de incentivos tributarios que fueron establecidas en aras de hacerlas competitivas en el mercado colombiano. La Resolución CREG 060 de 2019 define los requisitos de conexión y operación para plantas solares y eólicas, y permite entender los costos de integración y servicios complementarios. Las Leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021 establecieron los incentivos fiscales de deducción en el impuesto de renta y exclusión al Impuesto al Valor Agregado (IVA) y aranceles que favorecen el CAPEX inicial de paneles y aerogeneradores.

2.5. Marco de promoción de fuentes no convencionales y transición energética

Otras disposiciones aplicables complementarias para los costos de generación se puede recopilar en la Ley 1715 de 2014, por medio de la cual se regula e integra la participación de las energías renovables al sistema energético nacional; la Ley 2099 de 2021, que dicta disposiciones orientadas a la transición energética; la Ley 2294 de 2023 “Plan Nacional de Desarrollo 2022 – 2026” que introduce modificaciones a la Ley 1715 de 2014, define políticas de promoción de autogeneración; la Ley 1403 de 2024 que establece los lineamientos de política pública para la promoción de la autogeneración y producción marginal y el Decreto 273 de 2024 que reglamenta lo relacionado con las Comunidades Energéticas, en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia.

Este marco resulta pertinente para el ejercicio por una razón que conviene explicitar: la promoción de la autogeneración, la generación distribuida y las comunidades energéticas configura un segmento de generación de pequeña escala cuyo comportamiento de costos difiere sustancialmente del de las plantas conectadas al Sistema Interconectado Nacional.

2.6. El costo nivelado de energía como instrumento de política pública

De cara al desarrollo de un análisis de costo nivelado LCOE, cabe empezar por mencionar La Ley 1665 de 2013, que aprobó el “Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)” para promover la implantación generalizada y reforzada y el uso sostenible de todas las formas de energía renovable. En la Resolución 40104 de 2021, del Ministerio de Minas y Energía, modifica el Manual Operativo del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), y en la Resolución número 41407 de 2017 establece la metodología para la priorización de proyectos de energías renovables, donde el LCOE es uno de los subcriterios a considerar de manera relevante. Allí se define como un indicador que representa el costo de generación de electricidad para una tecnología específica, considerando todos los costos a lo largo de la vida del proyecto.

Vale la pena referenciar el aplicativo GeoLCOE desarrollado por la UPME, donde utiliza parámetros metodológicos y geográficos para realizar el ejercicio de cálculo estimativo de costo de la energía según costos, ubicaciones y tecnologías generadoras. Lo anterior

fundamentado en las facultades de planeación indicativa conferidas mediante el Decreto 2121 de 2023, y alineado con el mandato de utilidad pública dictado por la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021.

Finalmente, es importante mencionar que la existencia del aplicativo GeoLCOE es igualmente relevante para delimitar el aporte de este documento. Aquel instrumento estima costos de proyectos potenciales a partir de parámetros de referencia y condiciones geográficas; el presente ejercicio, en cambio, se construye sobre costos efectivamente reportados por plantas en operación. Se trata, por tanto, de ejercicios complementarios y no sustitutos: uno informa decisiones de expansión y el otro caracteriza la operación del parque existente.



Superservicios



3.

**Muestra y metodología
de evaluación**

3. Muestra y metodología de evaluación

Este capítulo describe el origen de la información empleada, el tratamiento al que fue sometida y los criterios metodológicos que sustentan los resultados de los capítulos de análisis. Su carácter es transversal: las decisiones que aquí se documentan condicionan la interpretación de la totalidad del análisis y, en particular, delimitan aquello que el ejercicio permite afirmar y aquello sobre lo cual no puede pronunciarse.

3.1. Información base

Lineamiento de Cargue de la Canasta de Costos

La información que sustenta este ejercicio proviene del Lineamiento de Cargue de la Canasta de Costos, instrumento mediante el cual esta Superintendencia requirió a los agentes generadores del Sistema Interconectado Nacional el reporte estructurado de los componentes de costo de sus plantas. El requerimiento se formuló en desarrollo de la facultad prevista en el numeral 79.4 del artículo 79 de la Ley 142 de 1994, que habilita a esta entidad para solicitar la información necesaria al ejercicio de sus competencias de inspección, vigilancia y control.

El lineamiento constituye una innovación respecto de los mecanismos de reporte preexistentes. Los formatos tradicionales del Sistema Único de Información capturan información financiera agregada a nivel de empresa y variables técnicas de operación, pero no permiten reconstruir la estructura de costos a nivel de planta ni discriminar los rubros que componen el gasto operativo. El lineamiento fue diseñado precisamente para cubrir ese vacío, exigiendo la desagregación del costo por unidad de generación y por concepto.

Esta característica determina tanto el valor como las limitaciones del ejercicio. Su valor reside en que se trata del primer conjunto de información que permite caracterizar la canasta de costos de la generación colombiana con desagregación por planta y por rubro. Sus limitaciones derivan de que se trata igualmente del primer ciclo de reporte bajo este instrumento, con los efectos que ello tiene sobre la completitud y la homogeneidad de la información recibida.

Formatos, variables solicitadas y período de reporte

El lineamiento estructura la solicitud en tres grandes bloques, que corresponden a la naturaleza económica de los costos requeridos y que se traducen en un total de 208 variables que se presentan dependiendo el tipo de tecnología, tal y como se presenta en la siguiente figura:

Figura 1. Arquitectura de los formatos del Lineamiento de Cargue para Canasta de Costos.

Arquitectura de los formatos del Lineamiento de Cargue

Bloque	HIDRÁULICA	TÉRMICA	SOLAR	EÓLICA
Datos técnicos	F70 · 21 var	F73 · 22 var	F78 · 20 var	F81 · 20 var
Costos de inversión	F71 · 20 var	F74 · 21 var	F79 · 20 var	F82 · 20 var
Costos de operación	F72 · 19 var	F75 · 17 var F76 · 13 var F77 · 17 var	F80 · 18 var	F83 · 18 var
PARÁMETROS TRANSVERSALES P-Financieros (18 var) · P-Flujo de caja (14 var) · Tablas de referencia				
208 variables del lineamiento + 85 variables adicionales para el cálculo del LCOE 186 campos obligatorios				

Fuente: elaboración propia con base en el Lineamiento de Cargue de la Canasta de Costos.

Fuente: SUI. Elaboración propia

Los datos técnicos capturan la identificación de la planta y sus parámetros de operación. Comprenden el nombre y el código de la planta en el Sistema de Intercambios Comerciales, el tipo de planta y el recurso primario conforme a las tablas de referencia del lineamiento, el punto de conexión al Sistema Interconectado Nacional, la localización mediante código DIVIPOLA del DANE, la capacidad total instalada y la capacidad efectiva neta, el mínimo técnico de operación, la fecha de puesta en operación y la energía generada. A ellos se suman parámetros específicos de cada tecnología, como el factor de conversión hidráulico en las centrales hidroeléctricas o la eficiencia térmica en las plantas de combustión.

Los costos de inversión capturan la estructura del CAPEX desagregada por componente, junto con la vida útil técnica y los parámetros que permiten establecer el horizonte de

recuperación del activo. Este bloque es el que incorpora mayor número de variables adicionales para el cálculo del costo nivelado, en particular las relativas a la anualización de la inversión y a la proyección de reinversiones.

Los costos de operación desagregan el gasto anual en los rubros que integran la canasta de costos. En generación hidráulica el formato incorpora, además de los rubros comunes, variables específicas de naturaleza regulatoria como la tasa por uso del agua y las transferencias del sector eléctrico previstas en la Ley 99 de 1993. En generación térmica, se analiza el costo de combustible, los costos de arranque y parada y los costos fijos de administración, operación y mantenimiento.

Los parámetros financieros transversales normalizan los supuestos del cálculo para el conjunto de la muestra. Comprenden la tasa de descuento nominal y real, la inflación proyectada, la tasa de cambio representativa, el año base del análisis y los factores de reinversión anual diferenciados por tecnología. Su carácter transversal responde a que la comparabilidad entre plantas exige que estos parámetros se apliquen de manera homogénea.

Las variables del flujo de caja documentan la cadena de cálculo del indicador, desde la proyección anual del gasto operativo, el combustible y las reinversiones, hasta la obtención del costo nivelado que permiten tanto el análisis interno como la comparación internacional. Este bloque constituye, en la práctica, la memoria de cálculo del ejercicio.

Teniendo en cuenta que este ejercicio hace referencia a la primera iteración del lineamiento de Canasta de Costos, el período de reporte comprende las vigencias 2024 y 2025, por lo tanto, el ejercicio se desarrolla ponderado los resultados de cada una de las plantas por año.

Fuentes complementarias de validación

La información reportada por los agentes fue contrastada con fuentes independientes, con el propósito de detectar inconsistencias que el reporte por sí solo no revela.

- Registros del operador del mercado. La capacidad efectiva neta y la energía generada declaradas por los agentes se cotejaron con los registros del administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, lo que permite verificar la coherencia entre el denominador del indicador y la operación efectivamente registrada en el mercado.

- Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos. Se verificó la vigencia del registro de los agentes y la correspondencia entre las plantas reportadas y las actividades inscritas.
- Referencias internacionales de costo de capital. Los costos de capital por unidad de capacidad se contrastaron con un conjunto de referencias internacionales verificadas y trazables, construido a partir de diferentes referencias las cuales se presentan en la tabla 1.

La siguiente tabla consolida los rangos internacionales de referencia de costo de capital (CAPEX) y de operación y mantenimiento (OPEX, fijo y variable) por tecnología de generación, con su principal fuente. Los valores se expresan en dólares por kilovatio y por megavatio-hora; para su conversión a pesos por MW se emplea una TRM de 4.100 COP/USD.

Tabla 1. Rangos internacionales de referencia de CAPEX y OPEX por tecnología de generación. Fuente: Elaboración propia con base en las publicaciones citadas

Tecnología	CAPEX (USD/kW)	OPEX fijo (USD/kW-año)	OPEX variable (USD/MWh)	Principal referencia
Solar fotovoltaica (utility scale)	700–1.200	10–20	0–3	IEA (Global Energy and Climate Model), NREL ATB, IRENA Renewable Power Generation Costs ¹
Eólica terrestre (onshore)	1.200–2.000	25–50	0–5	IEA, NREL ATB ² , IRENA ³
Eólica marina (offshore)	3.000–6.000	80–150	2–8	IEA, NREL ATB
Hidroeléctrica	2.000–6.500	20–60	2–6	IEA, IRENA, Banco Mundial (proyectos hidroeléctricos) ⁴
Ciclo combinado a gas (CCGT)	900–1.500	10–20	2–5*	IEA, EIA Annual Energy Outlook ⁵ , Lazard LCOE+ ⁶

¹ IEA (2020). Projected Costs of Generating Electricity 2020, y Global Energy and Climate Model — Techno-economic Inputs (OCDE/AIE). <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/levelised-cost-of-electricity-calculator>

² NREL (2024). Annual Technology Baseline (ATB) — Electricity. <https://atb.nrel.gov/electricity/2024/index>

³ IRENA (2023–2025). Renewable Power Generation Costs. <https://www.irena.org/Publications>

⁴ Banco Mundial — costos de referencia de proyectos hidroeléctricos.

⁵ U.S. EIA (2023–2025). Annual Energy Outlook — Cost and Performance Characteristics / Capital Cost and Performance Characteristics (AEO2025, Sargent & Lundy). https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital_cost_AEO2025.pdf

⁶ Lazard (2026). Levelized Cost of Energy+ (LCOE+), v19.0.

Tecnología	CAPEX (USD/kW)	OPEX fijo (USD/kW-año)	OPEX variable (USD/MWh)	Principal referencia
Turbina a gas (OCGT)	600–1.100	8–18	3–8*	IEA, EIA Annual Energy Outlook
Carbón	2.500–5.000	35–70	4–8*	IEA, EIA Annual Energy Outlook
Biomasa	2.500–5.500	60–120	4–10*	IEA, NREL ATB
Geotermia	3.000–7.000	80–160	2–6	IEA, NREL ATB
Nuclear	6.000–12.000	120–220	3–8*	IEA, EIA, Lazard LCOE+

Tabla. Rangos internacionales de referencia de CAPEX y OPEX por tecnología de generación. Fuente: elaboración propia con base en las publicaciones citadas.

* El OPEX variable de las tecnologías térmicas (ciclo combinado, turbina a gas, carbón, biomasa y nuclear) no incluye el costo de combustible, que se contabiliza por separado. Los rangos son internacionales e indicativos; no corresponden a valores del parque colombiano y deben interpretarse como marco de contraste.

3.2. Caracterización de la muestra

Cobertura: plantas, observaciones y capacidad representada

Los agentes reportaron información correspondiente a 130 plantas de generación. El análisis parte de un registro representativo por planta (la observación válida más reciente) para evitar la doble contabilización. Tras aplicar los criterios de depuración descritos en el numeral 3.3, el ejercicio evalúa dos muestras analíticas complementarias: 121 proyectos que suman 14.970 MW en el análisis de costos de capital, y 113 plantas que suman 16.421 MW en el análisis de costos de operación. La diferencia obedece a la disponibilidad diferencial de la información: no todas las plantas que reportaron inversión suficiente reportaron operación completa, y viceversa.

Figura 2. Proceso de construcción de la muestra analizable. Fuente: elaboración propia.



Fuente: SUI. Elaboración propia

Composición por tecnología

La muestra analizada por tecnología se presenta en la siguiente tabla en la cual se muestra una la relación entre número de plantas y capacidad instalada con el objetivo de validar la robustez de la muestra.

Tabla 2. Composición de la muestra analizable por tecnología. Fuente: Elaboración propia.

Tecnología	CAPEX: proyectos	CAPEX: MW	OPEX: plantas	OPEX: MW	OPEX: part. MW
Hidráulica	70	10.016	63	10.331	62,9%
Térmica	25	3.555	22	3.381	20,6%
Solar	24	1.365	26	2.676	16,3%
Eólica	2	34	2	34	0,2%
Total	121	14.970	113	16.421	100%

La generación hidráulica aporta el mayor número de plantas (70 en el análisis de capital y 63 en el de operación) y la mayor capacidad (cerca de 10.000 MW), consistente con su

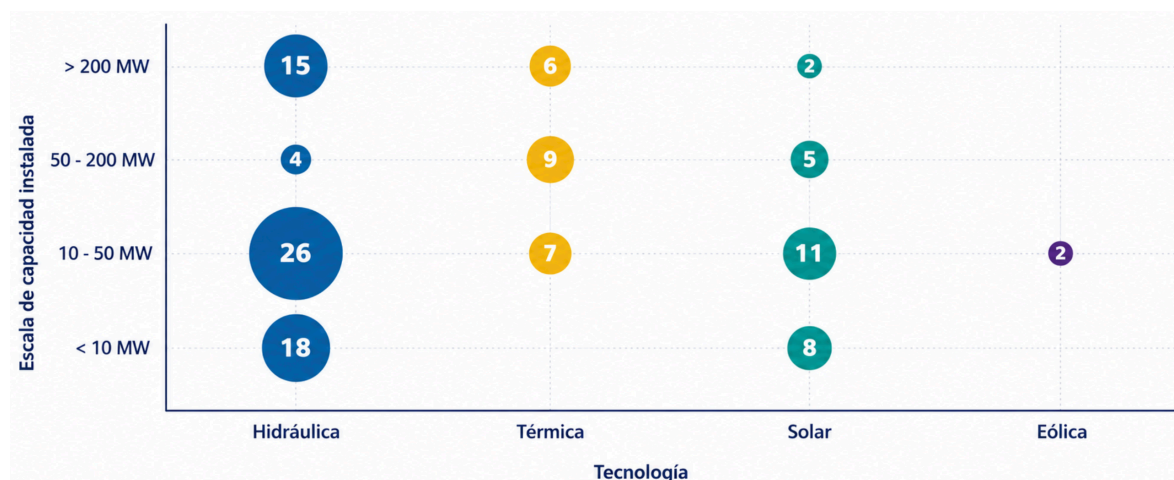
papel predominante en la matriz colombiana. La generación térmica presenta la relación inversa: con 22 a 25 plantas concentra más de 3.400 MW, con un tamaño medio por planta muy superior al hidráulico, lo que hace que sus resultados sean más sensibles al comportamiento individual de cada unidad. La generación solar aporta 24 a 26 plantas; su mayor capacidad en el análisis de operación (2.676 MW frente a 1.365 MW en el de capital) refleja que varias plantas solares reportaron operación sin inversión comparable.

La composición por tecnología es estable entre ambas muestras: la hidráulica predomina en número de plantas y la térmica en tamaño medio por unidad. La eólica se limita a dos parques en ambos análisis. Esta correspondencia permite interpretar de forma conjunta los resultados de capital y de operación, con la salvedad de las diferencias de composición señaladas.

Distribución por escala, antigüedad y localización

La muestra analizada por tecnología se presenta en la siguiente tabla en la cual se muestra una la relación entre número de plantas y capacidad instalada con el objetivo de validar la robustez de la muestra.

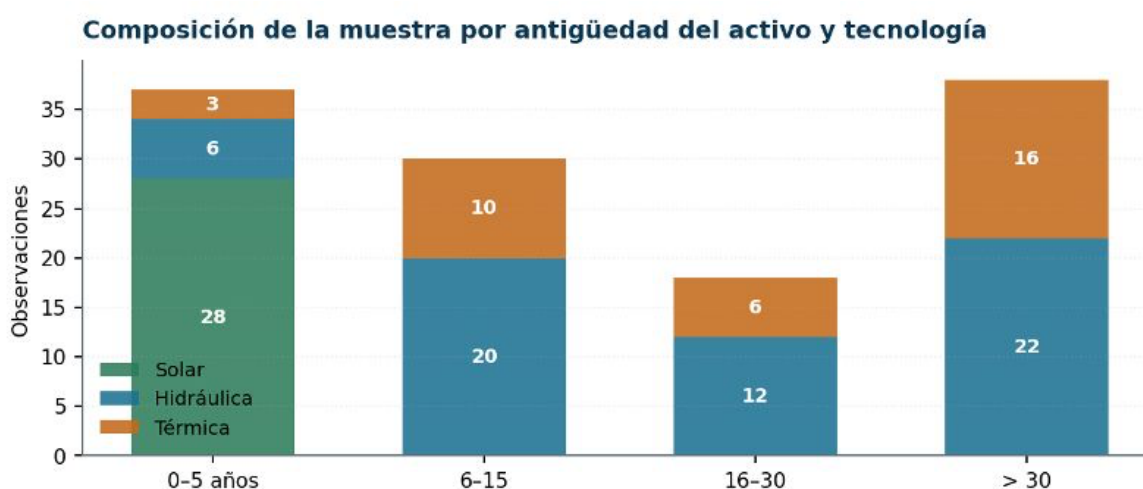
Figura 3. Distribución de la muestra analizada por rango de capacidad efectiva y tecnología. Fuente: elaboración propia.



Fuente: SUI. Elaboración propia

La distribución por escala difiere marcadamente entre tecnologías. La generación hidráulica se distribuye a lo largo de todo el espectro, desde pequeñas centrales inferiores a 10 MW hasta grandes centrales superiores a 200 MW. La generación térmica se concentra en los rangos medio y alto, sin observaciones por debajo de 10 MW. La generación solar presenta la distribución más equilibrada entre los rangos inferiores.

Figura 4. Composición de la muestra por rango de antigüedad del activo y tecnología. Fuente: elaboración propia.



Fuente: SUI. Elaboración propia

En cuanto a la localización, la muestra de operación cubre 20 departamentos (19 en la de capital) y las áreas operativas del Sistema Interconectado Nacional. La cobertura difiere por tecnología: la generación solar es la de mayor dispersión territorial, con presencia en 12 departamentos, seguida de la hidráulica con 10 y la térmica con 7.

Representatividad frente al parque generador del país

Tabla 3. Cobertura de la muestra frente al parque generador del SIN. Fuente: Elaboración propia.

Tecnología	Capacidad en la muestra (MW)	Capacidad total SIN (MW)	Cobertura (%)
Hidráulica	10.331	13.230	78.1%
Térmica	3.381	3.515	96.2%
Solar	2.676	3.620	73.9%

Tecnología	Capacidad en la muestra (MW)	Capacidad total SIN (MW)	Cobertura (%)
Eólica	34	41	82.9%
Total	16.421	23.157	70.1%

De la anterior tabla se puede determinar lo siguiente:

- La cobertura es previsiblemente alta en capacidad y menor en número de plantas. Dado que las grandes centrales concentran la mayor parte de la capacidad y que su reporte tiende a ser más completo, la muestra representa una proporción mayor de los megavatios del sistema que de las unidades de generación que lo componen. Ello implica que los resultados describen mejor la realidad de la generación de gran escala que la de las pequeñas centrales.
- La muestra no constituye un muestreo aleatorio sino un censo parcial determinado por la respuesta al requerimiento y por la calidad del reporte.

3.3. Metodología de evaluación

Construcción de la canasta de costos: clasificación y agregación de los rubros

La canasta de costos se construye agregando los rubros reportados por los agentes en categorías económicamente homogéneas, que permiten la comparación entre tecnologías pese a las diferencias de su operación.

La clasificación adoptada distingue tres agrupaciones. Los costos de mantenimiento comprenden los cuatro rubros reportados (eléctrico, mecánico, de estructuras y general) y corresponden al gasto orientado a preservar la disponibilidad y la integridad del activo. Los costos fijos de operación agrupan nómina, gastos administrativos, seguros, impuestos y misceláneos, y corresponden al gasto en que se incurre con independencia del nivel de generación. El costo de combustible, aplicable a la generación térmica, constituye la única categoría de naturaleza estrictamente variable en la estructura reportada.

La agregación se realiza sobre el gasto total de cada tecnología y no como promedio de participaciones individuales. Las participaciones resultantes reflejan la estructura del gasto del conjunto de plantas de cada tecnología, en el cual las unidades de mayor tamaño pesan proporcionalmente más.

Indicadores de normalización y métodos estadísticos

Para comparar plantas de escalas muy dispares, el análisis se realiza sobre indicadores normalizados y no sobre los costos totales. El costo de capital se expresa por unidad de capacidad instalada (CAPEX por MW), como el cociente entre la inversión total reportada y la capacidad de la planta. El costo de operación se expresa por unidad de capacidad (OPEX por MWh-año), que mide el costo de mantener disponible la planta, y por unidad de energía (OPEX por MWh generado), que mide el costo operativo de la producción efectiva. Los indicadores por unidad de energía se recalcularon a partir del costo total y de la energía generada, al detectarse inconsistencias en los valores originalmente reportados.

El análisis privilegia los estadísticos robustos frente a la media, en atención al carácter sesgado de las distribuciones de costo: la mediana y los percentiles como medidas centrales y de rango, y el coeficiente de variación como medida de dispersión relativa. Las economías de escala se evalúan mediante regresiones potenciales del costo frente a la capacidad, reportando el exponente y su bondad de ajuste. Los valores atípicos se identifican por criterios de rango intercuartílico y de puntuación estándar, sin eliminación automática, conforme al numeral siguiente. En la generación térmica, el costo de combustible se reconstruye a partir del formato específico para presentar el gasto operativo con y sin combustible, dado que el combustible constituye el componente determinante de esa tecnología.

Tratamiento de valores atípicos y datos faltantes

El tratamiento aplicado distingue entre datos faltantes, que se imputan, y valores atípicos, que se excluyen o se conservan según su naturaleza.

Ante datos faltantes en variables no esenciales para el cálculo unitario se conservó la observación cuando el costo total y la capacidad estaban disponibles, señalando la limitación.

Ante datos faltantes en variables sustantivas (costos operativos o energía generada) no se practicó imputación alguna y la observación se excluyó. La razón es que estas variables constituyen el objeto mismo del ejercicio: imputarlas equivaldría a estimar aquello que se pretende medir.

Los valores atípicos recibieron tratamiento diferenciado según su naturaleza. Los atribuibles a error de escala se excluyeron mediante los umbrales de plausibilidad. En cambio, los valores extremos económicamente verosímiles se conservaron: el resultado térmico máximo de la muestra, cercano a 4.378 COP/kWh, corresponde a una unidad de operación marginal cuyo elevado costo unitario refleja un régimen de operación real y no un error. Excluirlo habría sesgado el análisis al eliminar precisamente el fenómeno que el capítulo de análisis examina.



Superservicios

4

**Canasta de Costos
- CAPEX**

4. Canasta de Costos - CAPEX

El presente capítulo construye un análisis comparativo del gasto de capital (CAPEX) de las cuatro principales tecnologías de generación eléctrica instaladas en Colombia, a partir de la información de los Formatos SUI F70 a F82 de 121 proyectos que suman 14.969 MW.

Disponer de referencias nacionales de CAPEX, construidas sobre información verificada de los propios propietarios de las plantas de generación, es una condición necesaria para una planeación energética informada, una regulación basada en evidencia y una supervisión eficaz. Hasta la fecha, el sector ha dependido mayoritariamente de referencias internacionales (IRENA, NREL) que no capturan las particularidades de costo del contexto colombiano (logística, escala, condiciones de sitio y marco tributario).

El análisis comparativo del CAPEX entre tecnologías aporta valor en los siguientes frentes:

- **Planeación energética y expansión del sistema:** permite comparar el costo de capital de las alternativas de expansión sobre una base homogénea y anticipar las necesidades de inversión de cada senda tecnológica.
- **Estructuración de proyectos:** ofrece a desarrolladores e inversionistas rangos de referencia para estimaciones preliminares y para la identificación temprana de desviaciones.
- **Regulación:** provee insumos para evaluar la razonabilidad de los costos reconocidos y para el diseño de señales de inversión.
- **Supervisión e inspección, vigilancia y control:** habilita la detección de valores atípicos, de inconsistencias de reporte y de estructuras de costo anómalas que ameritan verificación.

Esta sección integra la evidencia de cuatro análisis tecnológicos independientes en un marco comparativo único, homologando la información reportada por los agentes mediante el Lineamiento de Cargue de Casta de Costos. Todas las cifras se derivan exclusivamente de la información reportada; las referencias de IRENA se emplean únicamente como marco de contraste.

4.1. Perfiles individuales por tecnología

El análisis individual de cada tecnología a través de seis dimensiones homogéneas (caracterización de la muestra, CAPEX específico, distribución y peso de los componentes,

análisis geográfico y economías de escala), conservando las visualizaciones de los estudios por tecnología. Estos perfiles proporcionan el contexto necesario para el análisis conjunto que se desarrollan más adelante en este informe. Los indicadores de encabezado de cada ficha se recogen en su respectiva tabla.

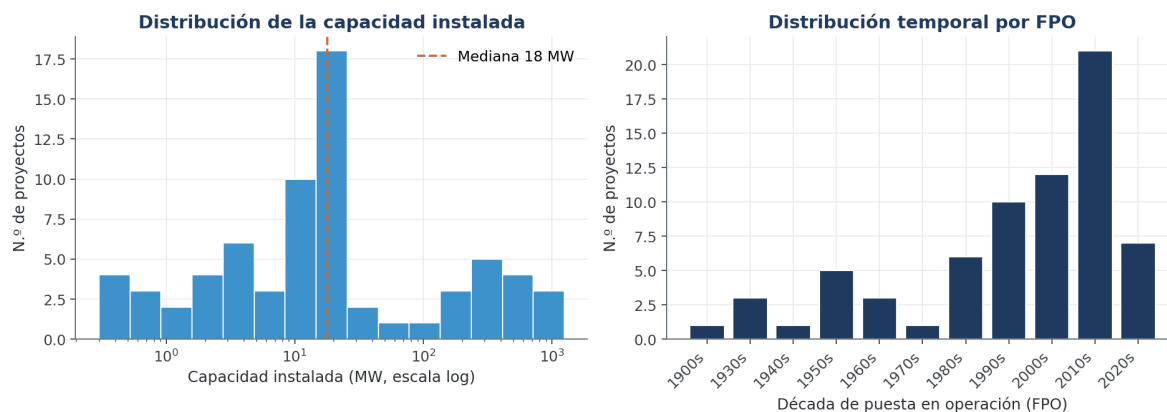
Plantas Hidráulicas:

Tabla 4. Indicadores de inversión de plantas hidráulicas. Elaboración propia.

Indicador	Valor
Número de proyectos	70
Capacidad total instalada	10,016.2 MW
Capacidad promedio / mediana	143.1 / 18.0 MW
Rango de capacidad	0.3 – 1,250.0 MW
Departamentos	9
CAPEX específico mediano	4,527 M COP/MW (1,104 USD/kW)
Rango típico CAPEX/MW (P25–P75)	1,997 – 7,695 M COP/MW
Coeficiente de variación (CAPEX/MW)	2.38

La muestra reúne 70 centrales (10.016 MW) en 9 departamentos, con capacidades entre 0,3 y 1.250 MW y una mediana de 18 MW. La distribución es fuertemente asimétrica, pocas grandes centrales de embalse frente a una amplia base de PCH de filo de agua, y de antigüedad muy heterogénea, con puestas en operación que se extienden a lo largo de más de un siglo.

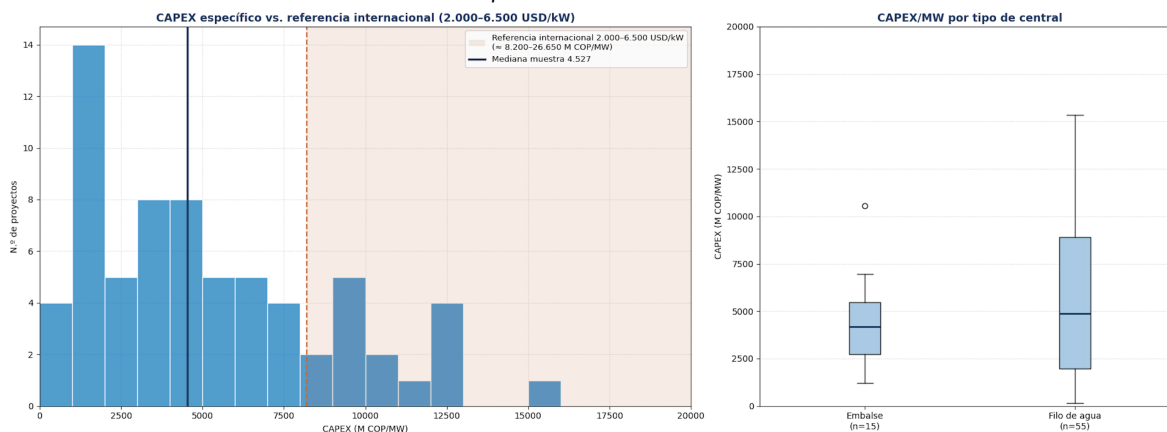
Figura 5. Distribución de la capacidad instalada y distribución temporal por FPO — plantas hidráulicas.



Fuente: SUI. Elaboración propia.

El CAPEX específico mediano es de 4.527 M COP/MW (≈ 1.104 USD/kW), sustancialmente por debajo del rango internacional de referencia para la hidroeléctrica, situado entre 2.000 y 6.500 USD/kW (equivalente a 8.200–26.650 M COP/MW a una TRM de 4.100) según las referencias de la IEA, IRENA y el Banco Mundial. La mediana nacional representa cerca de 0,55 veces el piso de ese rango (2.000 USD/kW) y apenas 0,26 veces su punto medio. La brecha es estructural: la totalidad del rango típico de la muestra (P25–P75, de 1.997 a 7.695 M COP/MW, esto es, de 487 a 1.877 USD/kW) se ubica por debajo del umbral inferior de 2.000 USD/kW, y 54 de las 70 plantas (77 %) quedan bajo la banda internacional. El rango P25–P75, el más amplio del parque, refleja además la fuerte dependencia del sitio característica de esta tecnología.

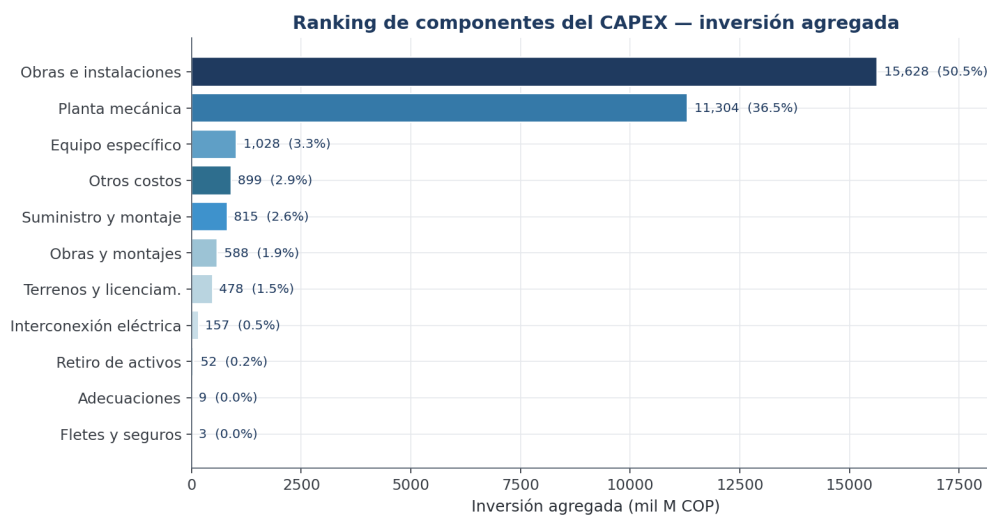
Figura 6. Distribución del CAPEX específico frente a las referencias internacionales y por tipo de central — plantas hidráulicas.



Fuente: SUI. Elaboración propia.

La inversión se concentra en la obra civil e instalaciones y en la planta mecánica, que superan conjuntamente el 80 % del CAPEX (análisis de Pareto). La obra civil es el componente estructuralmente dominante y, dada su magnitud, el principal foco de riesgo de sobre costo.

Figura 7. Ranking de componentes por inversión agregada — plantas hidráulicas.

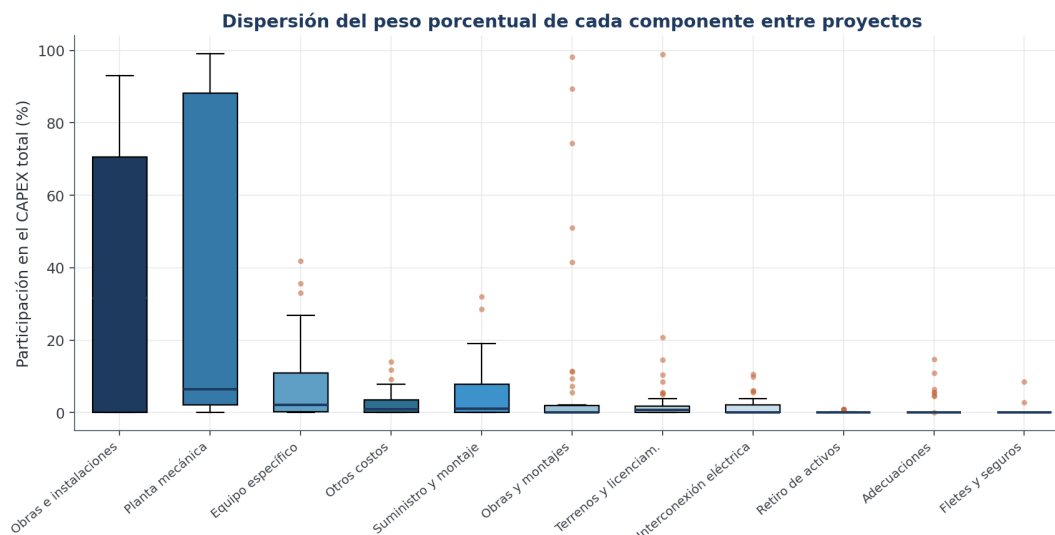


Fuente: SUI. Elaboración propia.

En términos de participación, los componentes dominantes son también los más estables entre proyectos, mientras que los rubros logísticos y regulatorios —fletes, terrenos, retiro—

presentan la mayor dispersión porcentual, por depender de la localización y de las condiciones prediales.

Figura 8. Dispersión del peso porcentual de cada componente — plantas hidráulicas.



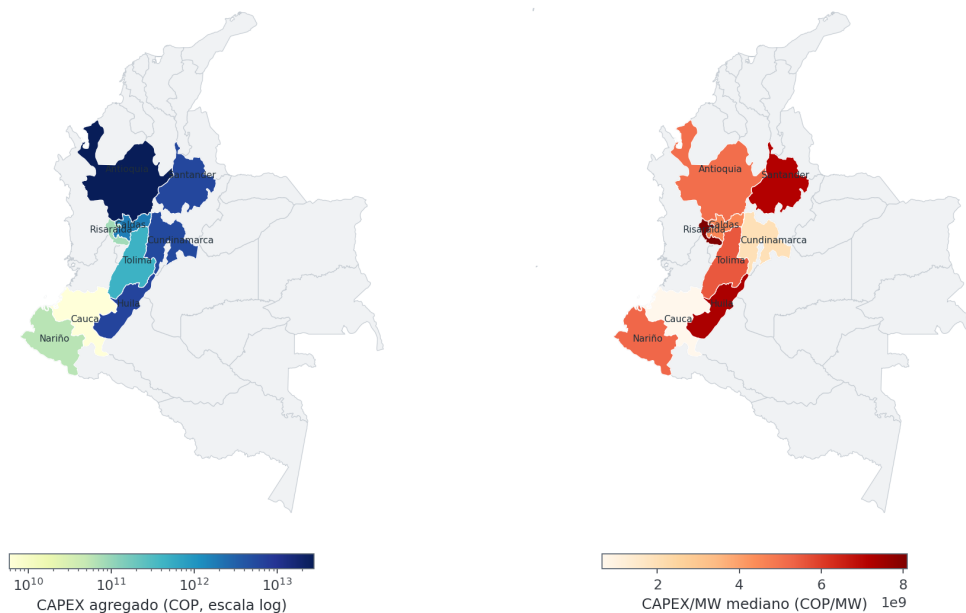
Fuente: SUI. Elaboración propia.

Antioquia concentra la mayor parte de los proyectos y de la inversión agregada, reflejo de su primacía hidroeléctrica histórica. El costo unitario mediano es mayor en los departamentos con predominio de PCH de pequeña escala, y menor donde se ubican las grandes centrales; las diferencias regionales responden a la escala y la antigüedad más que a factores geográficos.

Figura 9. CAPEX agregado y costo unitario mediano por departamento — plantas hidráulicas.

CAPEX hidráulico agregado por departamento

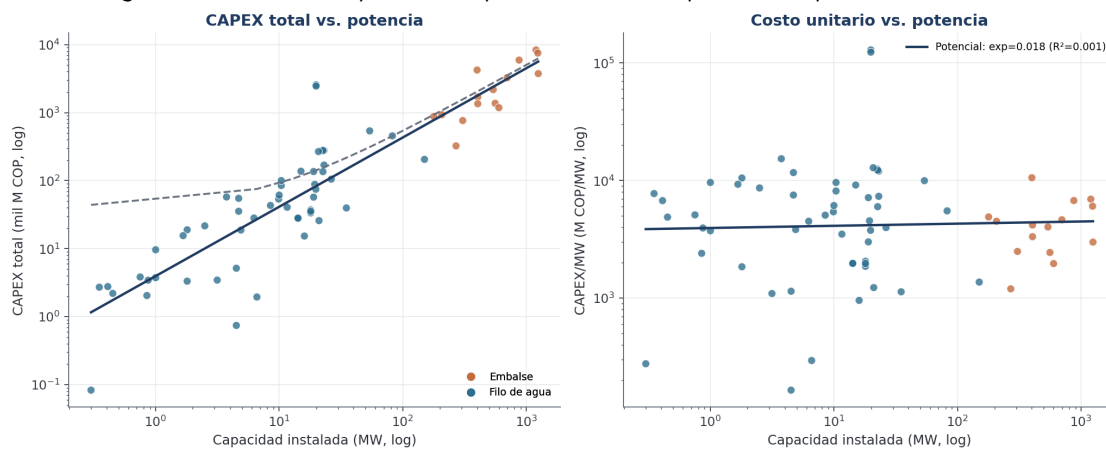
Costo unitario mediano por departamento



Fuente: SUI. Elaboración propia.

El CAPEX total escala de forma casi proporcional con la capacidad (exponente 1,02) y el costo por MW es independiente del tamaño: no se identifican economías de escala. El costo unitario lo determina el sitio (caída, caudal, geología), no la potencia nominal.

Figura 10. CAPEX total y CAPEX específico frente a la potencia — plantas hidráulicas.



Fuente: SUI. Elaboración propia.

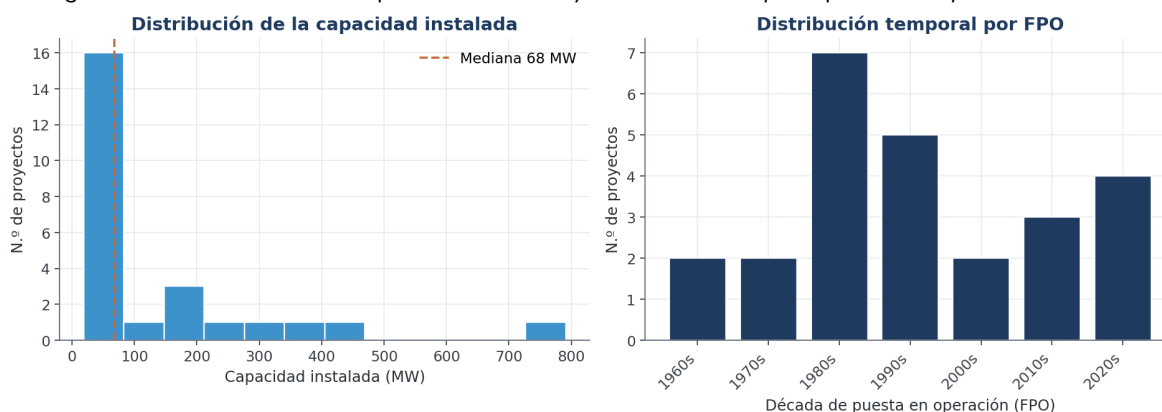
Plantas Térmicas:

Tabla 5. Indicadores de inversión de plantas térmicas. Elaboración propia.

Indicador	Valor
Número de proyectos	25
Capacidad total instalada	3,555.0 MW
Capacidad promedio / mediana	142.2 / 68.0 MW
Rango de capacidad	19.0 – 791.0 MW
Departamentos	7
CAPEX específico mediano	1,809 M COP/MW (441 USD/kW)
Rango típico CAPEX/MW (P25–P75)	1,296 – 3,691 M COP/MW
Coeficiente de variación (CAPEX/MW)	0.69

La muestra comprende 25 centrales (3.555 MW) en 7 departamentos, con capacidades entre 19 y 791 MW y mediana de 68 MW. Combina ciclos combinados a gas de gran escala con unidades de carbón, ACPM y biomasa; su rasgo distintivo es la segmentación por combustible, determinante del costo unitario.

Figura 11. Distribución de la capacidad instalada y distribución temporal por FPO — plantas térmicas.

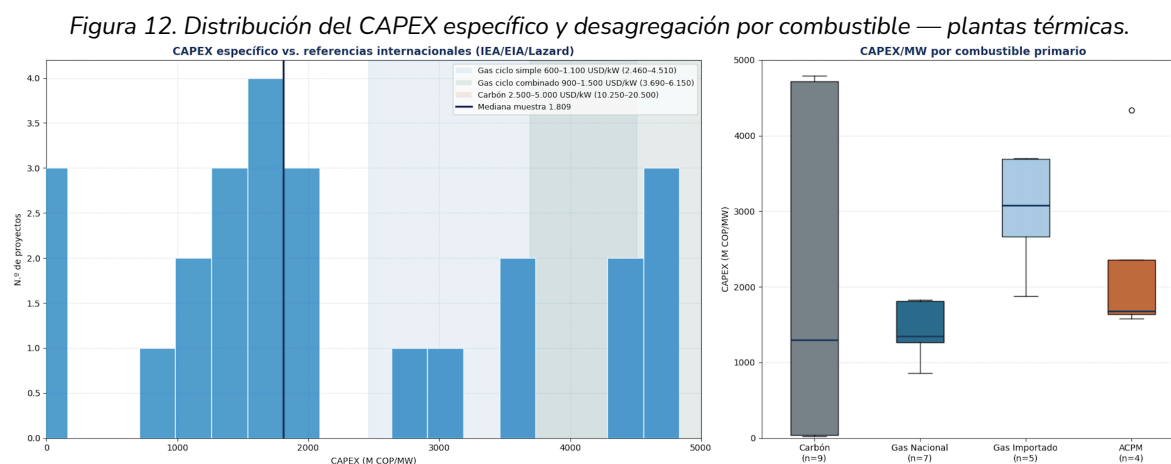


Fuente: SUI. Elaboración propia.

Es la tecnología de menor CAPEX específico reportado: mediana de 1.809 M COP/MW ($\approx$ 441 USD/kW), que se sitúa por debajo de todos los rangos internacionales de referencia para la generación térmica. Frente al ciclo combinado a gas (900–1.500 USD/kW $\approx$ 3.690–6.150 M COP/MW), la mediana nacional equivale a cerca de 0,49 veces el piso del rango y 0,37 veces su punto medio; incluso frente a la turbina de gas de ciclo simple, la referencia más económica (600–1.100 USD/kW $\approx$ 2.460–4.510 M COP/MW), se ubica por debajo de

su umbral inferior, de modo que 18 de las 25 plantas quedan bajo el rango del ciclo combinado y la totalidad de la muestra por debajo del rango del carbón (2.500–5.000 USD/kW $\approx$ 10.250–20.500 M COP/MW).

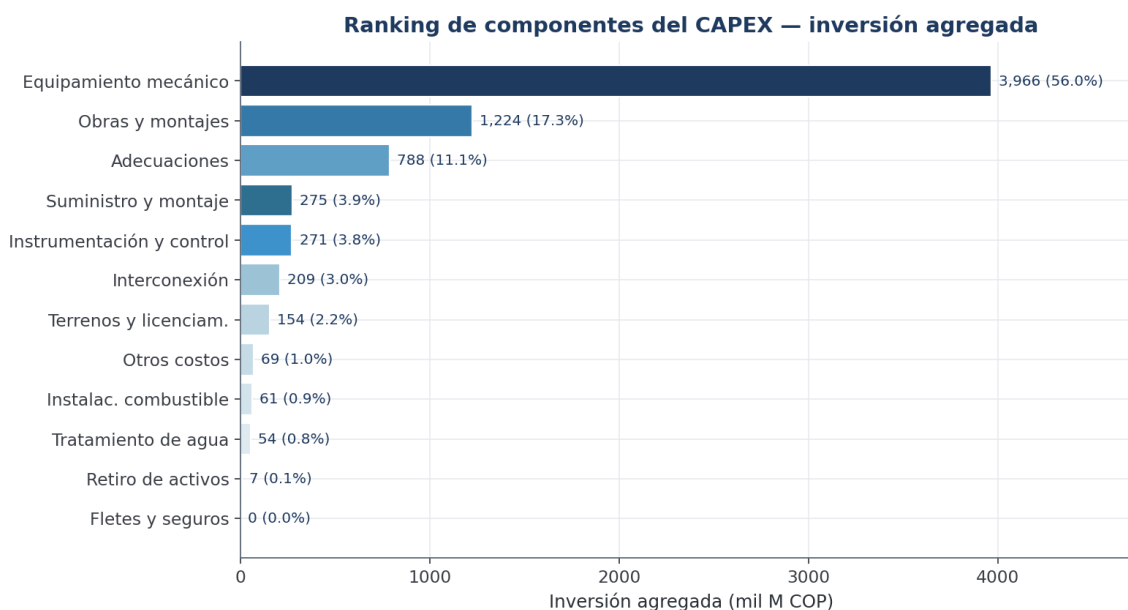
Debe advertirse que estas referencias provienen de la EIA / Sargent & Lundy, la IEA y Lazard, y no de IRENA, que no publica costos de generación térmica. El gas importado encabeza el costo unitario y el carbón lo cierra, aunque con la mayor dispersión interna, lo que confirma que la evaluación del grupo térmico debe realizarse por combustible, contrastando cada planta con la referencia de su tecnología específica (ciclo combinado, ciclo simple o carbón).



Fuente: SUI. Elaboración propia.

El equipamiento mecánico general (caldera, turbina y sistemas asociados) domina el CAPEX ($\approx$ 56 % agregado), seguido de las obras civiles. Es una tecnología intensiva en equipo, no en obra de sitio, lo que explica su mayor homogeneidad relativa frente a la hidroeléctrica.

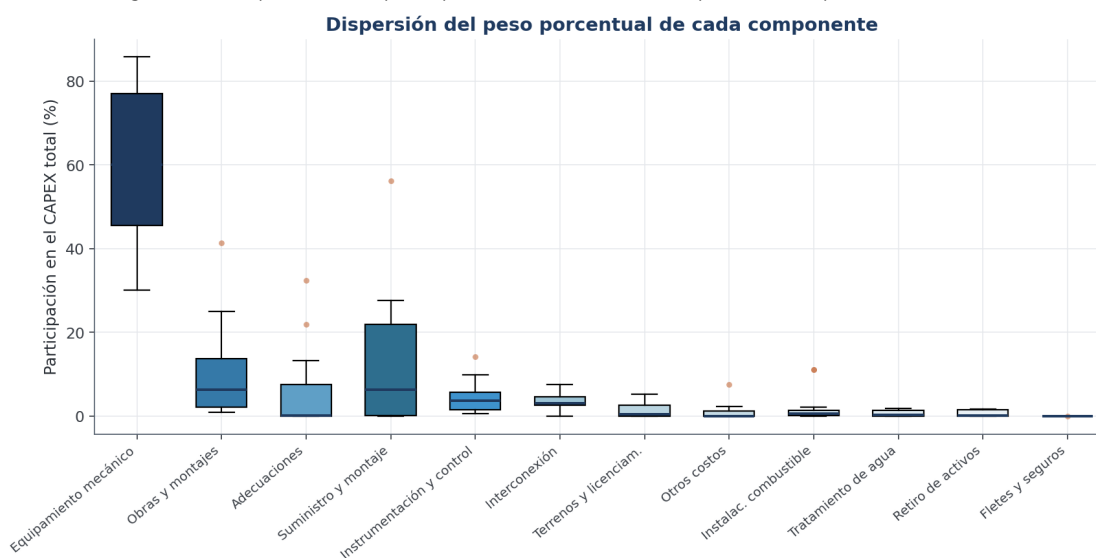
Figura 13. Ranking de componentes por inversión agregada — plantas térmicas.



Fuente: SUI. Elaboración propia.

Las adecuaciones y los rubros ligados al combustible y al tratamiento de agua concentran la mayor variabilidad porcentual, por depender de la antigüedad de la unidad y del tipo de combustible; el equipo, aun siendo el de mayor monto, mantiene una participación más estable.

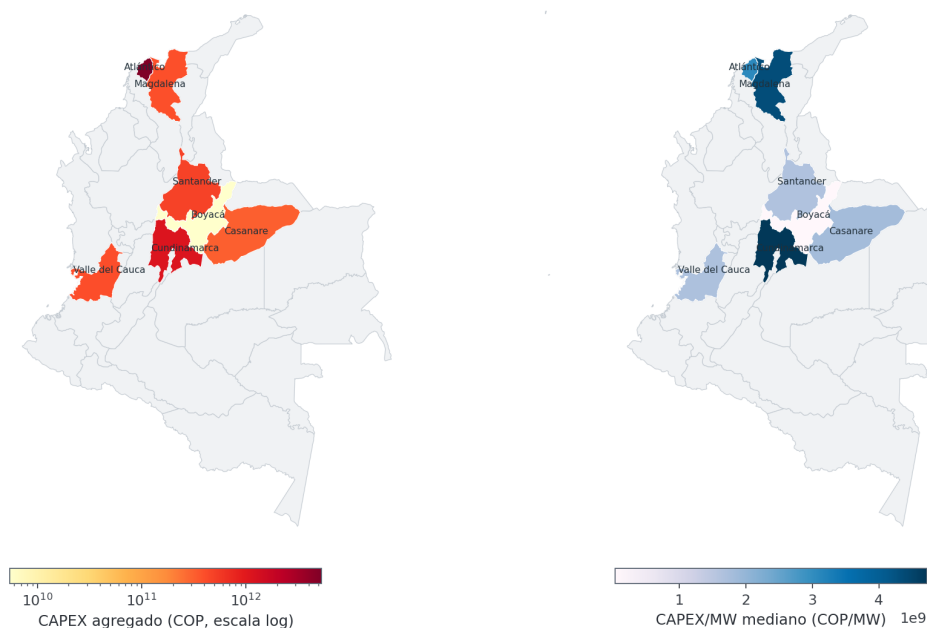
Figura 14. Dispersión del peso porcentual de cada componente — plantas térmicas.



Fuente: SUI. Elaboración propia.

El Atlántico concentra el mayor CAPEX agregado, por albergar las grandes centrales de ciclo combinado a gas del Caribe, próximas a la infraestructura de regasificación. El costo unitario es mayor en los departamentos con generación a gas importado y menor en los de parque de carbón antiguo.

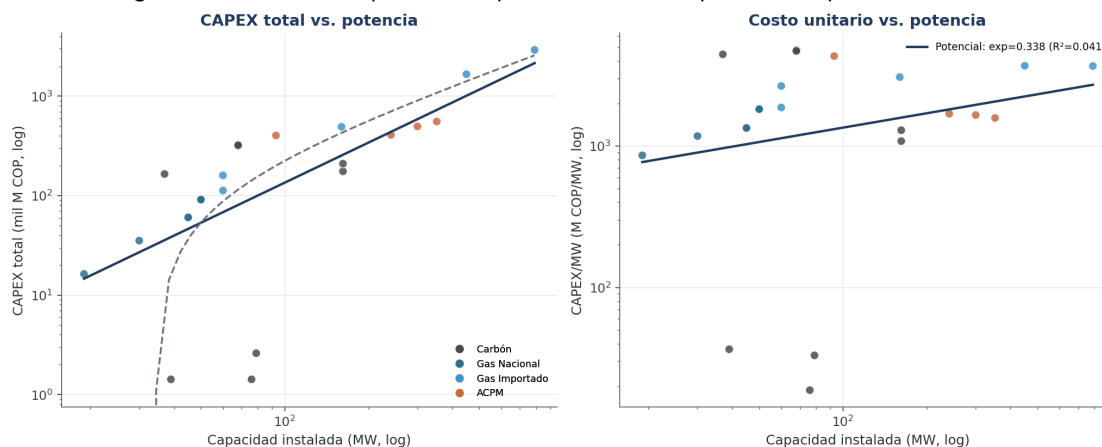
Figura 15. CAPEX agregado y costo unitario mediano por departamento — plantas térmicas.
CAPEX térmico agregado por departamento Costo unitario mediano por departamento



Fuente: SUI. Elaboración propia.

El exponente de escala aparente superior a la unidad (1,34) por lo que no se identifican economías de escala robustas en el costo unitario.

Figura 16. CAPEX total y CAPEX específico frente a la potencia — plantas térmicas.



Fuente: SUI. Elaboración propia.

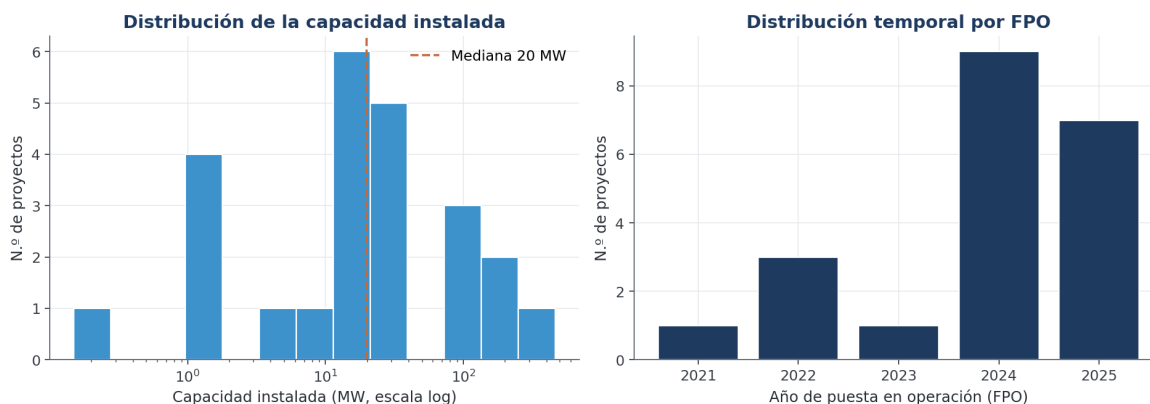
Plantas Solares Fotovoltaicas:

Tabla 6. Indicadores de inversión de plantas solares fotovoltaicas. Elaboración propia.

Indicador	Valor
Número de proyectos	24
Capacidad total instalada	1,364.5 MW
Capacidad promedio / mediana	56.9 / 19.9 MW
Rango de capacidad	0.1 – 462.0 MW
Departamentos	10
CAPEX específico mediano	3,871 M COP/MW (944 USD/kW)
Rango típico CAPEX/MW (P25–P75)	2,991 – 4,637 M COP/MW
Coefficiente de variación (CAPEX/MW)	0.38

La muestra de costo comprende 24 plantas (1.365 MW) en 10 departamentos, con un crecimiento reciente (2021–2025) y, por tanto, sin efecto de antigüedad relevante.

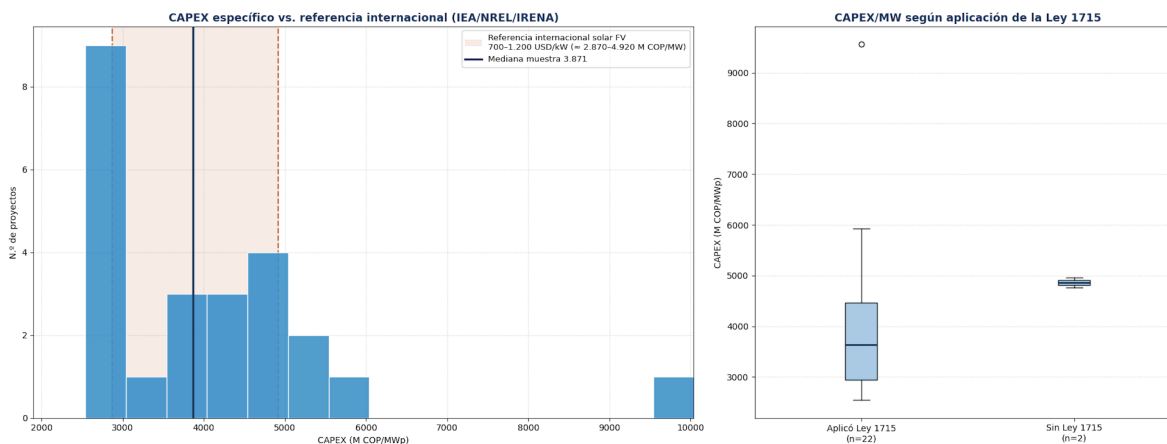
Figura 17. Distribución de la capacidad instalada y distribución temporal por FPO — plantas solares.



Fuente: SUI. Elaboración propia.

El CAPEX específico mediano es de 3.871 M COP/MW ($\approx$ 944 USD/kW). A diferencia de las demás tecnologías, la solar se ubica dentro del rango internacional de referencia (700–1.200 USD/kW $\approx$ 2.870–4.920 M COP/MW, según IEA, NREL ATB e IRENA): la mediana nacional se sitúa cerca del centro de la banda (equivale a 1,3 veces su piso y a 0,79 veces su techo) y 14 de las 24 plantas quedan comprendidas dentro de ella. Es, por tanto, la tecnología cuyo costo de capital está mejor alineado con los referentes internacionales, sin la brecha a la baja que caracteriza a la hidroeléctrica y la térmica ni el sobrecosto de la eólica. Es además el costo unitario más homogéneo del parque (CV 0,38), lo que confiere a su análisis la mayor fiabilidad estadística.

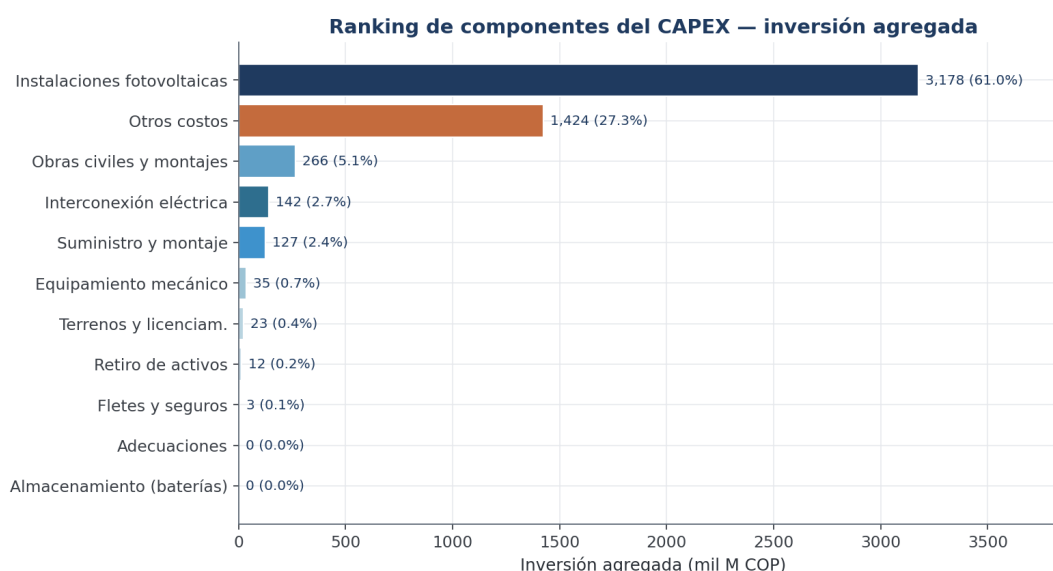
Figura 18. Distribución del CAPEX específico frente a la referencia internacional y según aplicación de la Ley 1715 — plantas solares.



Fuente: SUI. Elaboración propia

Las instalaciones fotovoltaicas (módulos y estructuras) dominan el CAPEX ($\approx 61\%$ agregado), seguidas de un rubro de "otros costos" inusualmente alto ($\approx 27\%$) que agrupa ingeniería y desarrollo. El almacenamiento en baterías y las adecuaciones figuran en cero, coherente con un parque nuevo y sin respaldo.

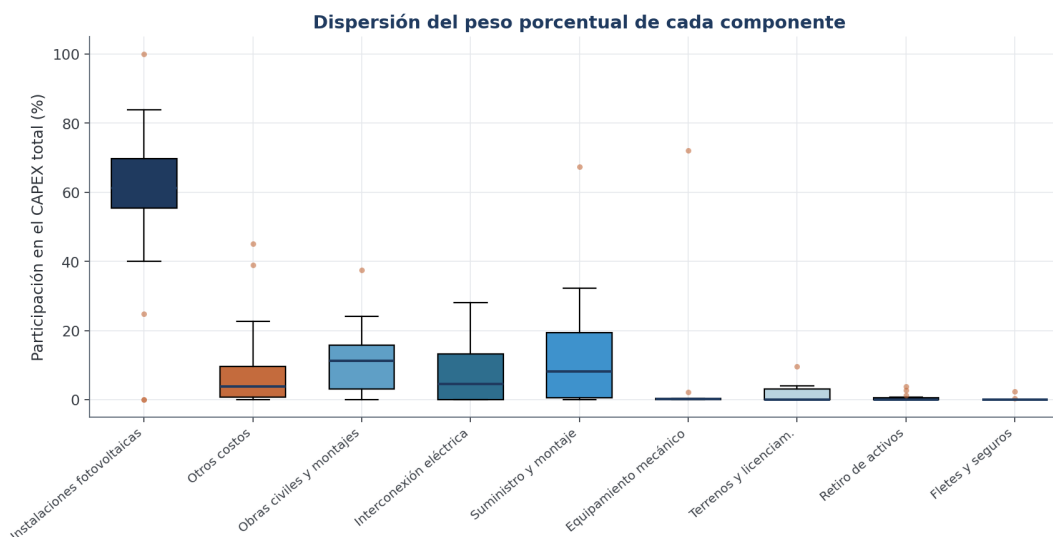
Figura 19. Ranking de componentes por inversión agregada — solar.



Fuente: SUI. Elaboración propia

Los módulos, por su condición de commodity estandarizado, presentan una participación estable; la mayor incertidumbre porcentual se concentra en "otros costos" y en los rubros de interconexión y terrenos, sensibles a la ubicación y a las prácticas de asignación contable.

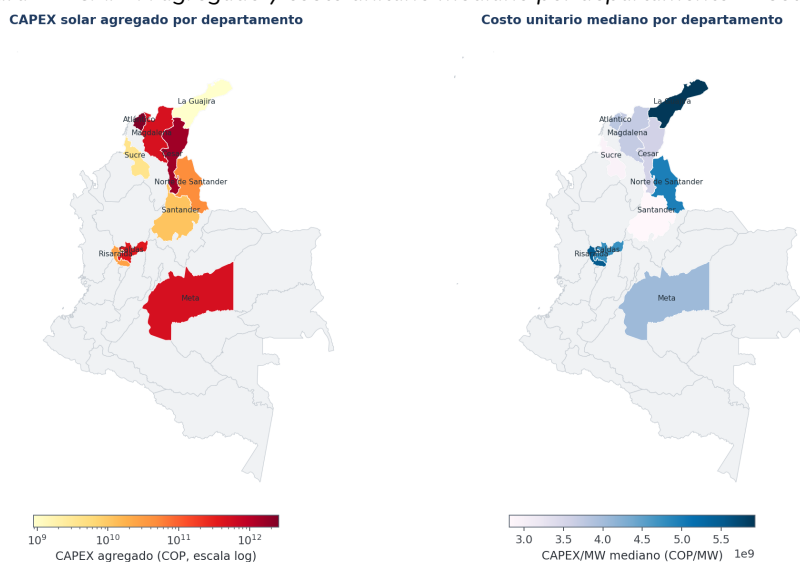
Figura 20. Dispersión del peso porcentual de cada componente — solar.



Fuente: SUI. Elaboración propia

La generación solar se concentra en el Caribe (Cesar, Atlántico) y la Orinoquía (Meta), zonas de mayor irradiación y disponibilidad de terreno. Es la tecnología con mayor dispersión geográfica del parque; las diferencias de costo unitario entre departamentos son menores que en otras tecnologías, por la homogeneidad del costo del módulo.

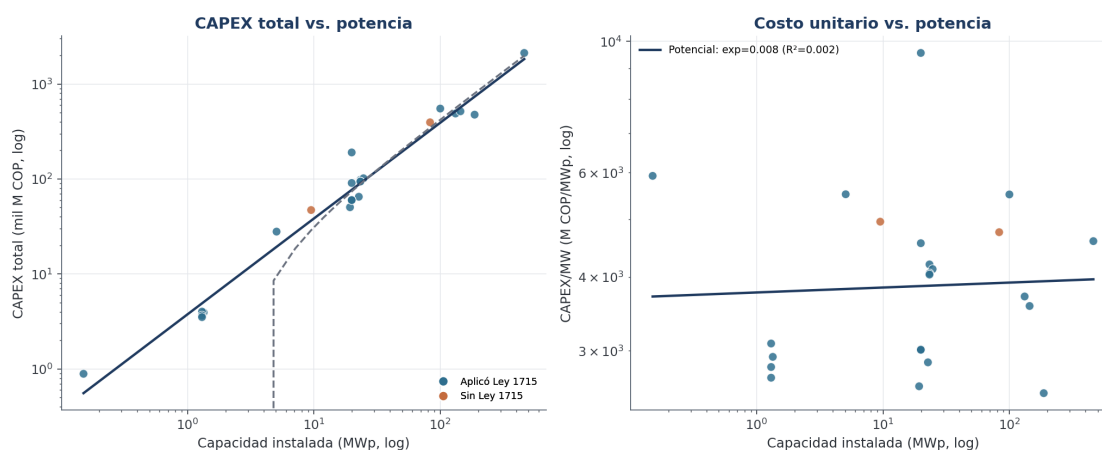
Figura 21. CAPEX agregado y costo unitario mediano por departamento — solar.



Fuente: SUI. Elaboración propia

El CAPEX total escala de forma casi perfectamente proporcional con la capacidad (exponente 1,01) y con la mayor bondad de ajuste del parque (R^2 0,97), firma de su modularidad; el costo por MW es independiente del tamaño. No existen economías de escala, aunque la predictibilidad del CAPEX a partir de la capacidad es la más alta de las cuatro tecnologías.

Figura 22. CAPEX total y CAPEX específico frente a la potencia — solar.



Fuente: SUI. Elaboración propia

Plantas Eólicas:

El universo operativo se limita a dos parques, lo que impide la inferencia estadística. Las secciones siguientes tienen alcance descriptivo-comparativo y sus indicadores son provisionales.

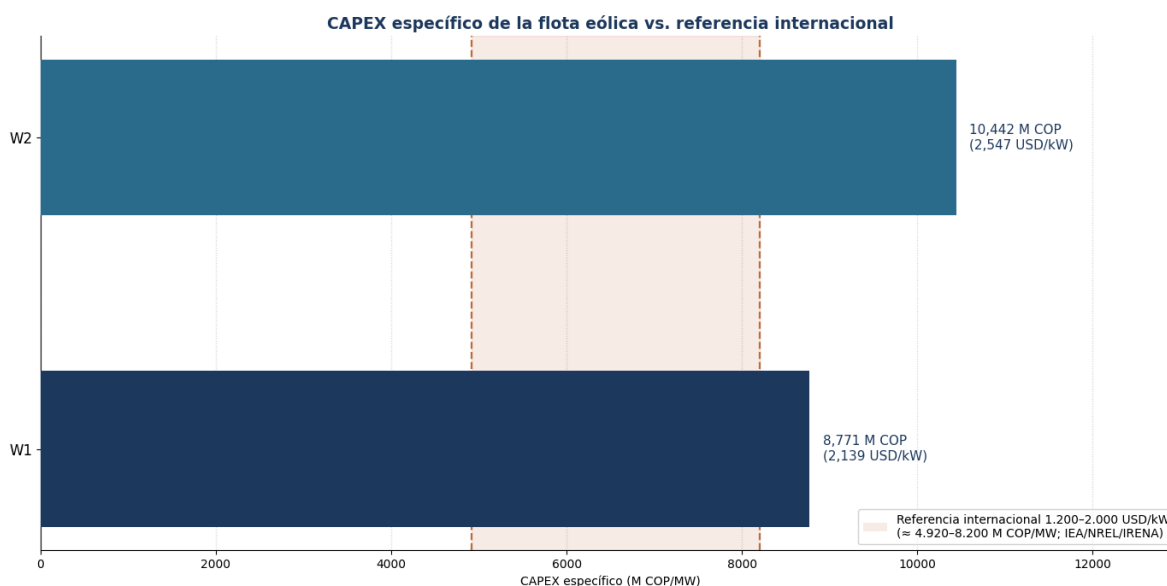
Tabla 7. Indicadores de inversión de la tecnología eólica (universo de 2 proyectos).

Indicador	Valor
Número de proyectos	2
Capacidad total instalada	33.8 MW
Capacidad promedio / mediana	16.9 / 16.9 MW
Rango de capacidad	13.8 – 20.0 MW
Departamentos	1
CAPEX específico mediano	9,606 M COP/MW (2,343 USD/kW)
Rango típico CAPEX/MW (P25–P75)	9,188 – 10,024 M COP/MW

Los dos parques onshore (ambos en el municipio de Uribia - La Guajira), suman 33,8 MW (13,8 y 20,0 MW) y aplicaron la Ley 1715. Difieren en su factor de planta (0,48 y 0,61), indicativo de condiciones de viento o disponibilidad distintas.

El CAPEX específico de los dos parques —W1, con 8.771 M COP/MW ($\approx$ 2.139 USD/kW), y W2, con 10.442 M COP/MW ($\approx$ 2.547 USD/kW)— es el más alto del parque y supera el rango internacional de referencia para la eólica onshore (1.200–2.000 USD/kW $\approx$ 4.920–8.200 M COP/MW, según IEA, NREL ATB e IRENA). W1 se sitúa apenas por encima del techo del rango (1,07 veces) y W2 lo excede con holgura (1,27 veces); medidos frente al punto medio de la banda (1.600 USD/kW $\approx$ 6.560 M COP/MW), los sobrecostos son del orden de 1,3 y 1,6 veces, respectivamente. Es, así, la única tecnología del parque cuyo costo de capital se ubica por encima de los referentes internacionales.

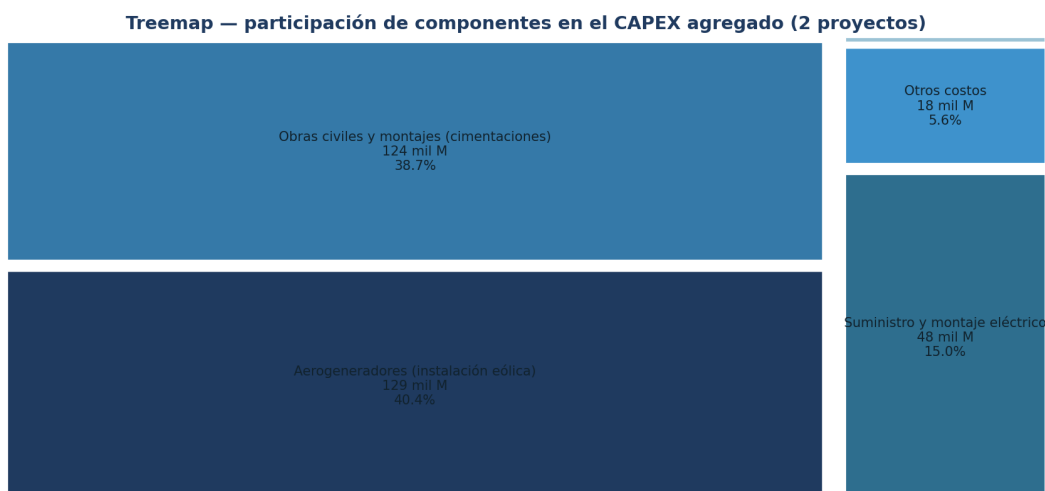
Figura 23. CAPEX específico de los dos parques frente a la banda de referencia internacional verificada — eólica.



Fuente: SUI. Elaboración propia

El CAPEX se reparte entre los aerogeneradores ($\approx$ 40 %) y la obra civil de cimentación ($\approx$ 39 %), participación de obra civil equivalente a la del equipo. Seis de los once componentes figuran en cero, lo que sugiere consolidación contable en otras partidas.

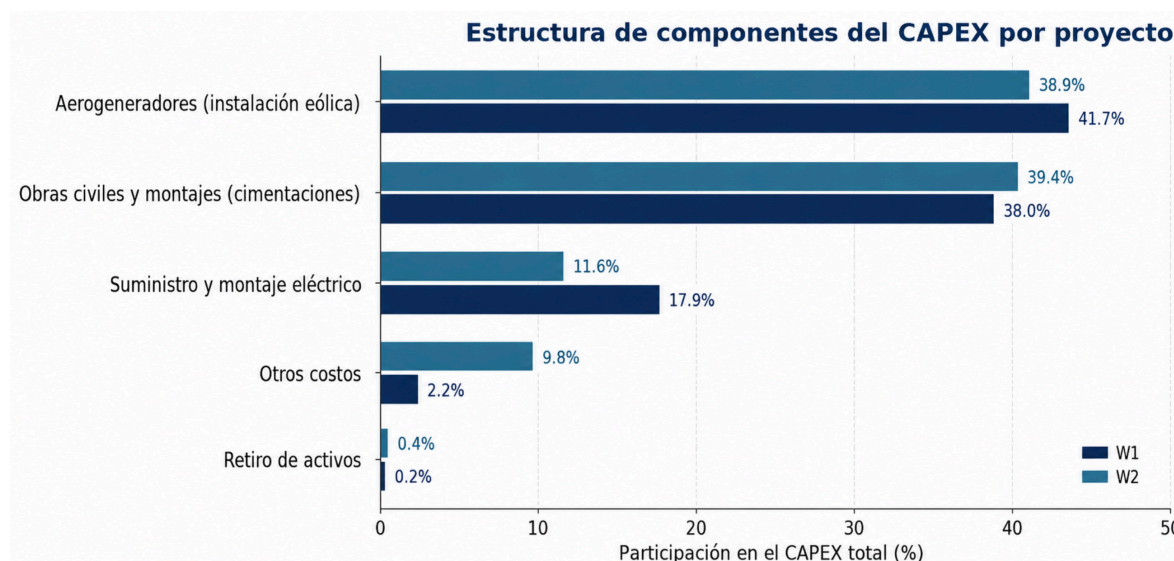
Figura 24. Treemap de la participación de componentes en el CAPEX agregado — eólica.



Fuente: SUI. Elaboración propia

La estructura porcentual es muy similar entre los dos parques en los rubros dominantes; las mayores diferencias se observan en el suministro y montaje eléctrico y en "otros costos", si bien con dos observaciones no cabe cuantificar la variabilidad estructural.

Figura 25. Estructura de componentes del CAPEX por proyecto — eólica.



Fuente: SUI. Elaboración propia

La totalidad de los proyectos se localiza en La Guajira, único territorio con recurso de viento de calidad, lo que impide todo análisis de diferencias regionales. Esta concentración explica

parte del sobrecosto, por la lejanía de los centros logísticos y la complejidad del transporte de componentes de gran tamaño.

Figura 26. Localización de la flota eólica operativa (Uribia, La Guajira).

Localización de la flota eólica operativa (municipio de Uribia, La Guajira)



Fuente: SUI. Elaboración propia

4.2. Caracterización comparada de las tecnologías

La tabla siguiente sintetiza el perfil de cada tecnología sobre una base comparable. El parque analizado es marcadamente heterogéneo en madurez: la hidroeléctrica aporta el mayor número de proyectos y capacidad; la térmica y la solar constituyen segmentos intermedios; y la eólica se encuentra en fase incipiente, con solo dos parques operativos.

Tabla 8. Caracterización comparada de las cuatro tecnologías de generación.

Tecnología	N.º proy.	Cap. total (MW)	Cap. prom. (MW)	Cap. máx. (MW)	Deptos.	CAPEX agreg. (mil M)	CAPEX prom. (mil M)	CAPEX/MW (M COP)
Hidráulica	70	10,016.2	143.1	1,250.0	9	52,865	755	4,527
Térmica	25	3,555.0	142.2	791.0	7	9,188	368	1,809
Solar	24	1,364.5	56.9	462.0	10	5,606	234	3,871
Eólica	2	33.8	16.9	20.0	1	320	160	9,606

La hidroeléctrica domina el parque en capacidad (10.016 MW) y en inversión agregada, con una escala de proyecto muy dispersa que va desde PCH hasta grandes centrales de embalse. La térmica presenta escalas medias y el menor costo unitario. La solar, pese a su capacidad agregada intermedia, exhibe el mayor número relativo de departamentos, reflejo de su despliegue geográfico distribuido. La eólica, concentrada en un único departamento y con dos proyectos, confirma su estado inicial. La divergencia entre el CAPEX promedio y el mediano en todas las tecnologías, especialmente en la hidroeléctrica, anticipa distribuciones asimétricas que se examinan en el capítulo siguiente.

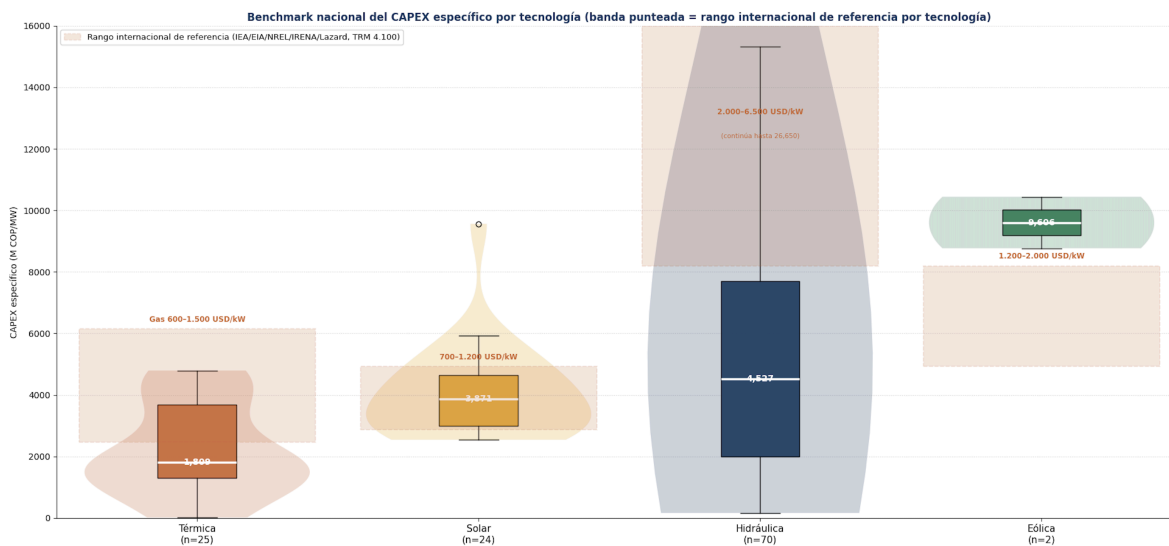
Comparativo del CAPEX:

El costo específico (CAPEX por MW) es el indicador canónico para comparar tecnologías de escalas dispares, pues normaliza la inversión total por unidad de capacidad instalada. La Tabla 7 resume sus principales estadísticos y la Figura 29 los representa gráficamente mediante diagramas de violín con caja superpuesta.

Tabla 9. Estadísticos comparados del CAPEX específico (M COP/MW). Eólica: n=2, estadísticos de dispersión no representativos.

Tecnología	Media	Mediana	P10	P25	P75	P90	Desv. est.	CV
Hidráulica	8,664	4,527	1,194	1,997	7,695	11,721	20,629	2.38
Térmica	2,226	1,809	366	1,296	3,691	4,617	1,535	0.69
Solar	4,070	3,871	2,735	2,991	4,637	5,515	1,545	0.38
Eólica	9,606	9,606	8,938	9,188	10,024	10,274	1,182	0.12

Figura 27. Distribución comparada del CAPEX específico por tecnología, con la referencia internacional media verificada (EIA/IRENA, homologada a la TRM de 4.100 COP/USD) superpuesta.



Fuente: SUI. Elaboración propia

Los datos revelan cuatro perfiles distributivos nítidamente diferenciados, que se leen con claridad frente al rango internacional de referencia de cada tecnología. La termoeléctrica registra la mediana más baja del conjunto (1.809 M COP/MW) —por debajo del piso de su banda de referencia (gas, 2.460–6.150 M COP/MW)—, con un coeficiente de variación moderado ($CV = 0,69$) y una cola inferior extendida que refleja plantas antiguas valoradas a costo en libros depreciado. La solar presenta la distribución más compacta y simétrica ($CV = 0,38$; rango intercuartílico de 1.646 M COP/MW) y es la única cuya mediana se ubica dentro del rango internacional (2.870–4.920 M COP/MW), comportamiento esperable en una tecnología modular cuyo costo unitario converge hacia los estándares internacionales. La hidroeléctrica es la de mayor dispersión absoluta, su media (8.664 M COP/MW) casi duplica su mediana (4.527 M COP/MW) y su desviación estándar supera a la propia media, señal de una distribución fuertemente sesgada por proyectos de gran infraestructura civil; pese a ello, la práctica totalidad de su cartera se sitúa por debajo del piso de la referencia internacional (8.200 M COP/MW). La eólica, con sólo dos observaciones, no permite inferencias estadísticas robustas, pero ambos registros convergen en torno a 9.600 M COP/MW, por encima del techo de su banda de referencia (4.920–8.200 M COP/MW), coherente con los elevados costos logísticos y de escala de los primeros parques eólicos del país.

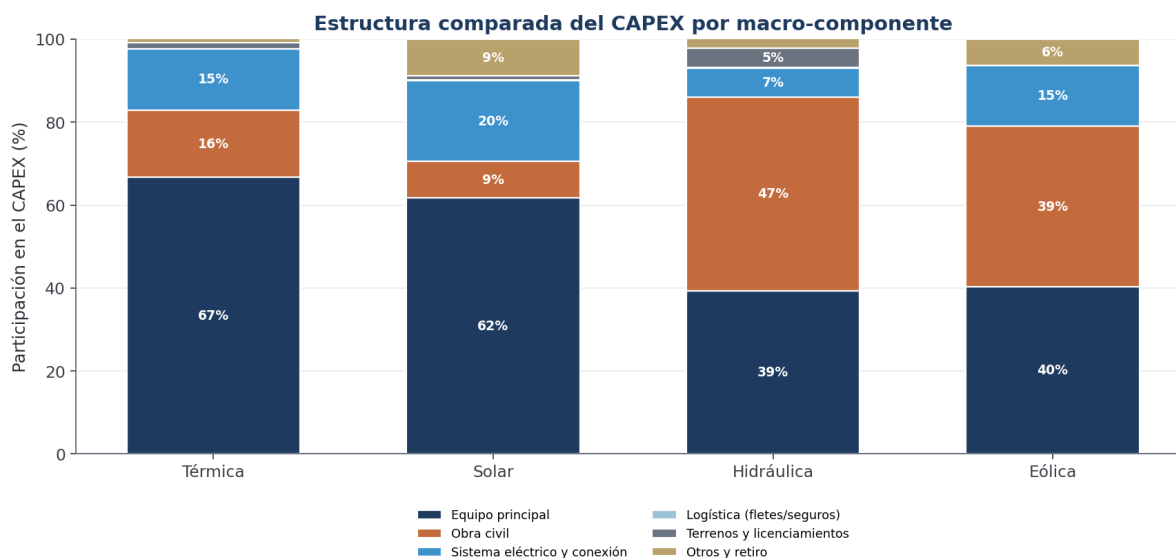
Comparación de la estructura del CAPEX:

El nivel del CAPEX por MW caracteriza cuánto cuesta cada tecnología; su estructura interna revela en qué se gasta. Para comparar inversiones heterogéneas, los componentes originales de cada formato se homologaron a una taxonomía común de seis macro-componentes. La Tabla 8 presenta los valores exactos de participación porcentual, y las Figuras 31, 32 y 33 los ilustran desde tres ángulos complementarios.

Tabla 10. Matriz de participación porcentual de los macro-componentes del CAPEX por tecnología.

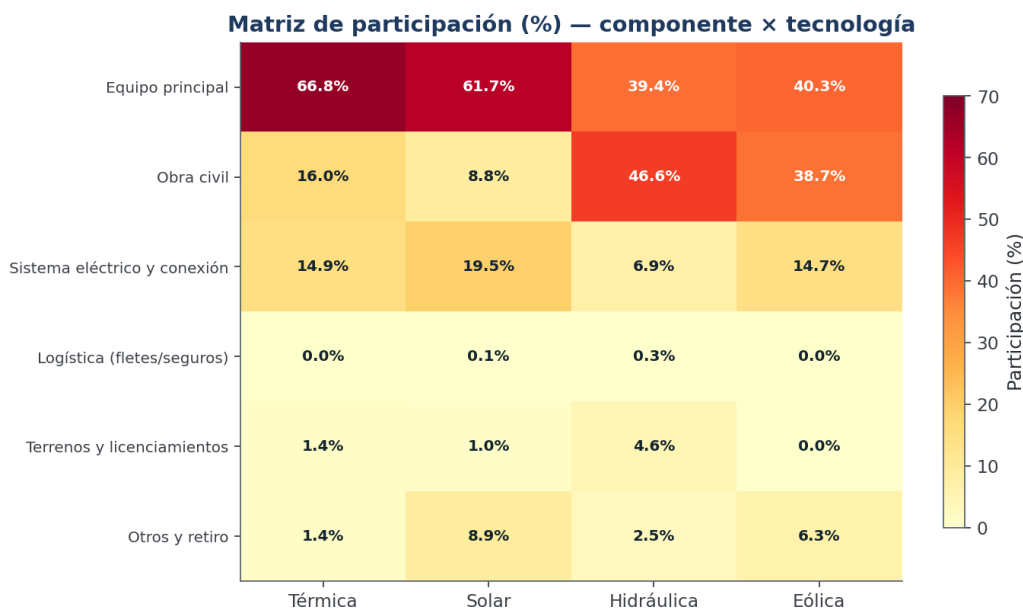
Macro-componente	Hidráulica	Térmica	Solar	Eólica
Equipo principal	39.4	66.8	61.7	40.3
Obra civil	46.6	16.0	8.8	38.7
Sistema eléctrico y conexión	6.9	14.9	19.5	14.7
Logística (fletes/seguros)	0.3	0.0	0.1	0.0
Terrenos y licenciamientos	4.6	1.4	1.0	0.0
Otros y retiro	2.5	1.4	8.9	6.3

Figura 28. Estructura comparada del CAPEX por macro-componente (barras apiladas al 100 %).



Fuente: SUI. Elaboración propia

Figura 29. Matriz de calor de la participación de cada componente por tecnología.



Fuente: SUI. Elaboración propia

Las dos visualizaciones convergen en el mismo hallazgo central: la relación entre equipo principal y obra civil es la dimensión que separa a las tecnologías. Solar (62 %) y térmica (67 %) se proyectan hacia el vértice del equipo principal en el radar; hidroeléctrica (47 % en obra civil) y eólica (39 %) se proyectan hacia el vértice contrario. El sistema eléctrico y de conexión es más relevante en la solar (20 %) que en cualquier otra tecnología, coherente con su mayor requerimiento de infraestructura de evacuación en corriente alterna. Los componentes de logística, terrenos y retiro son marginales en todas las tecnologías, aunque su tratamiento contable heterogéneo introduce ruido comparativo —en particular el rubro "Otros y retiro", que en solar alcanza el 9 % con elevada dispersión interna—.

Esta única dimensión —intensidad en equipo versus intensidad en obra civil— predice buena parte del comportamiento de costo de cada tecnología: su variabilidad, su sensibilidad a la localización y su exposición a los ciclos de precios internacionales, aspectos que se desarrollan en el capítulo siguiente.

Análisis de componentes:

Establecida la estructura porcentual de cada tecnología, el análisis por componente permite identificar los impulsores de costo, las fuentes de incertidumbre y los rubros más

homogéneos, con el fin de orientar la priorización del control presupuestario en futuros proyectos.

El componente dominante de cada tecnología constituye su principal impulsor de costo, tanto por peso relativo como por apalancamiento sobre el total. En térmica y solar ese rol lo ocupa el equipo principal (67 % y 62 % respectivamente); en hidroeléctrica y eólica, la obra civil (47 % y 39 %). Esta asimetría de apalancamiento tiene una implicación directa para la gestión de riesgos: una desviación del 10 % en el componente dominante impacta el costo final mucho más que una desviación equivalente en cualquier rubro menor, lo que justifica concentrar los esfuerzos de ingeniería de valor y contingencia en ese componente, no en los de menor participación.

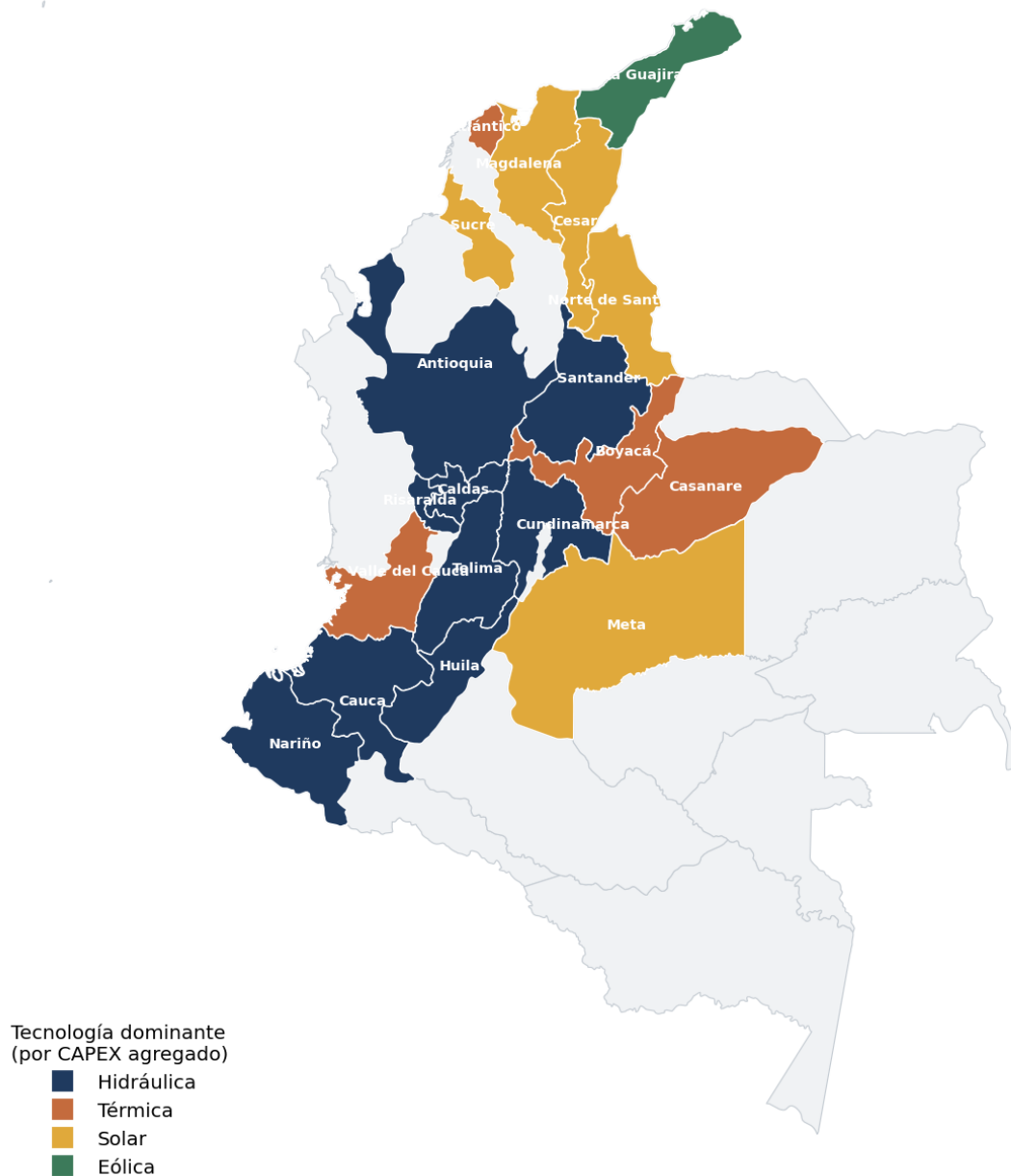
El equipo principal es, al mismo tiempo, el componente más homogéneo entre proyectos de la misma tecnología, especialmente en las modulares (módulos solares y aerogeneradores), cuyos precios se rigen por mercados internacionales estandarizados y son observables con relativa transparencia. La obra civil, en cambio, es inherentemente más variable por su dependencia de la geología, la topografía y la accesibilidad del emplazamiento, convirtiéndose en la principal fuente de dispersión de las tecnologías intensivas en sitio (hidroeléctrica y eólica) y en el rubro de mayor dificultad para el análisis externo.

Análisis geográfico:

El despliegue territorial de las tecnologías responde a la distribución de los recursos primarios y de la infraestructura, configurando firmas geográficas diferenciadas.

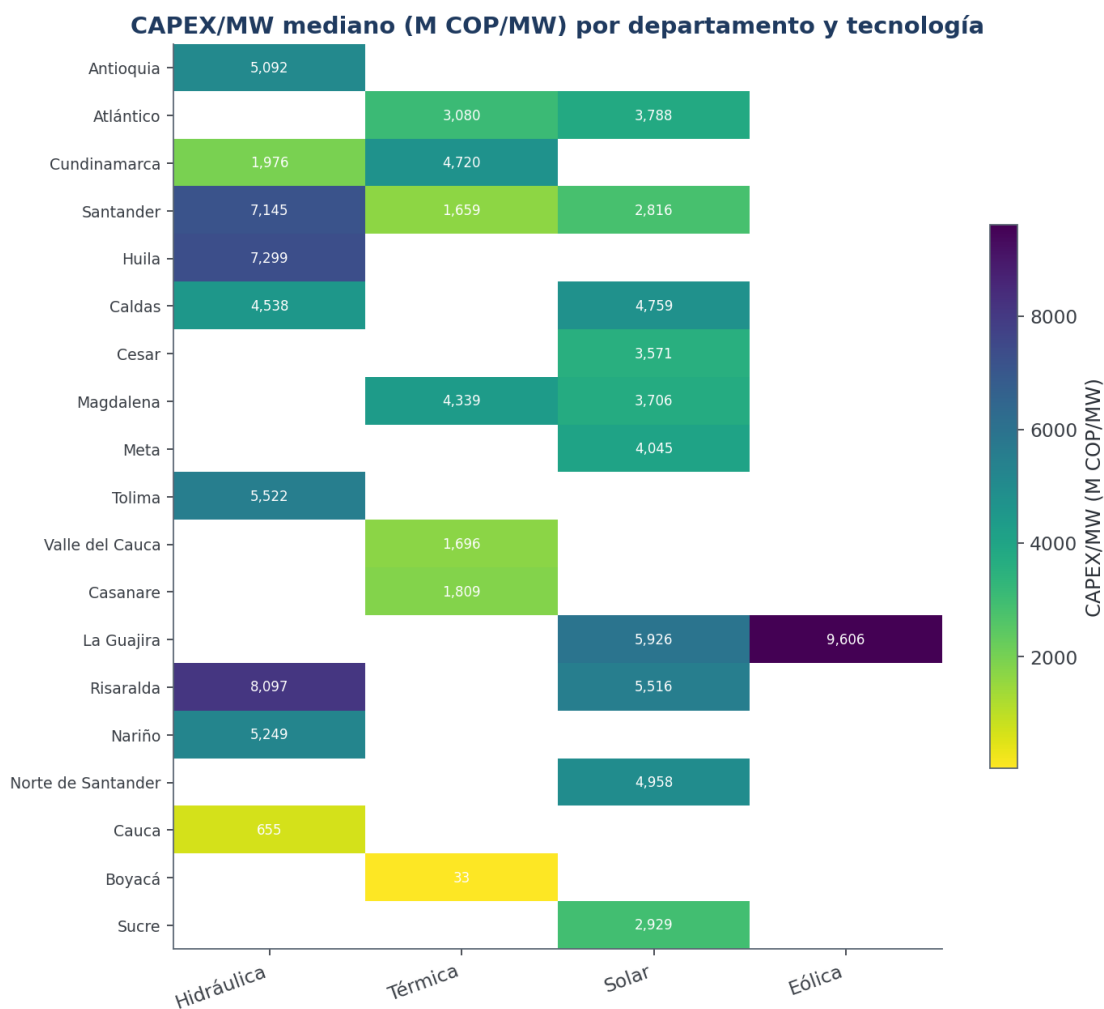
Figura 30. Tecnología de generación dominante por departamento (según CAPEX agregado).

Tecnología de generación dominante por departamento



Fuente: SUI. Elaboración propia

Figura 31. CAPEX específico mediano por departamento y tecnología.



Fuente: SUI. Elaboración propia

Cada tecnología exhibe una impronta geográfica propia: la hidroeléctrica se concentra en Antioquia y la región andina, donde la orografía provee caída y caudal; la térmica, en el Atlántico y el interior, asociada a la infraestructura de gas y a los centros de demanda; la solar, en el Caribe (Cesar, Atlántico) y la Orinoquía (Meta), zonas de mayor irradiación; y la eólica, exclusivamente en La Guajira, único territorio con recurso de viento de calidad. Pocos departamentos albergan más de una tecnología a escala relevante, lo que limita la comparación intra-departamental.

Las diferencias regionales de CAPEX específico obedecen más a la composición tecnológica y de escala de cada territorio que a factores propiamente geográficos. No

obstante, se observa un patrón de sobre costo asociado a la remotidad: los proyectos en zonas de logística compleja (La Guajira eólica, micro-PCH andinas) soportan costos superiores. La región Caribe emerge como el nuevo polo de generación renovable variable (solar y eólica), lo que concentra allí tanto la oportunidad como el reto de costos de la transición.



Superservicios



5.

**Canasta de Costos
- OPEX**

5. Canasta de Costos - OPEX

El gasto operativo determina, junto con el CAPEX y el factor de planta, la competitividad de largo plazo de un activo de generación y su costo nivelado de energía. Mientras el CAPEX es un desembolso inicial, el OPEX es recurrente y se extiende a lo largo de la vida útil, por lo que su magnitud, estructura y previsibilidad son determinantes para la sostenibilidad operativa de las plantas y para la evaluación de la eficiencia de los agentes.

Disponer de referencias nacionales de OPEX, construidas sobre información verificada, es condición para una supervisión eficaz. El análisis comparativo entre tecnologías permite: identificar costos atípicos que ameritan verificación; evaluar la suficiencia del mantenimiento; detectar inconsistencias de reporte; construir alertas basadas en riesgo; y comparar proyectos semejantes sobre una base homogénea. Este estudio persigue esos fines, con la advertencia expresa de que un OPEX alto no implica por sí solo ineficiencia: puede reflejar mayor antigüedad, condiciones de sitio, régimen de despacho o, en el caso térmico, el costo del combustible.

Esta sección abarca las cuatro tecnologías con información de OPEX en el SUI: hidroeléctrica (Formato F72), termoeléctrica (F75–F77), solar fotovoltaica (F80) y eólica (F83), complementadas con los formatos de caracterización de planta (F70, F73, F78, F81).

5.1. Matriz de disponibilidad y comparabilidad de variables

La tabla siguiente sintetiza qué variables existen en cada tecnología, condición previa a toda comparación.

Tabla 11. Matriz de disponibilidad de variables por tecnología. () El costo de combustible térmico se reconstruye desde el Formato F75 (consumo × costo unitario) para 19 de 22 centrales.*

Variable / atributo	Hidráulica	Térmica	Solar	Eólica
OPEX total reportado	Sí	Sí	Sí	Sí (n=2)
Desglose fijo (CF nómina/admin/seguros/impuestos)	Sí	Sí	Sí	Sí
Desglose mantenimiento (eléctrico/mecánico/estructuras)	Sí	Sí	Sí	Sí
Costo de combustible separable	No aplica	Sí (F75)*	No aplica	No aplica
Cargos regulatorios (agua/Ley 99)	Sí	No	No	No
Arranques y paradas	No	Parcial	No	No

Variable / atributo	Hidráulica	Térmica	Solar	Eólica
Limpieza / O&M externo	No	No	Sí	Sí (contrato)
Generación anual	Sí	Sí	Sí	Sí
Factor de planta	Sí	Sí	Sí	Sí
Antigüedad (FPO)	Sí	Sí	Sí	No
Tamaño de muestra	63	22	26	2

5.2. Indicadores normalizados

El OPEX por MW-año se recalcula como el cociente entre el OPEX total del año y la capacidad instalada, y el OPEX por MWh como el cociente entre el OPEX total y la energía generada anual.

5.3. Análisis de las tecnologías de generación

Plantas hidroeléctricas:

El análisis de las plantas hidroeléctricas se sustenta en 63 plantas depuradas, la muestra más amplia del estudio, que abarca desde micro-centrales de filo de agua hasta grandes centrales de embalse. Esta diversidad de escala y de añada condiciona la elevada dispersión de su OPEX.

Tabla 12. Caracterización de la muestra — hidráulica.

Indicador	Valor
Número de proyectos	63
Capacidad total	10.330,6 MW
Capacidad mediana / máx.	19,4 / 1250 MW
Generación anual mediana	96.848 MWh
Factor de planta mediano	0,58
Antigüedad mediana (años)	22 años
Departamentos	10

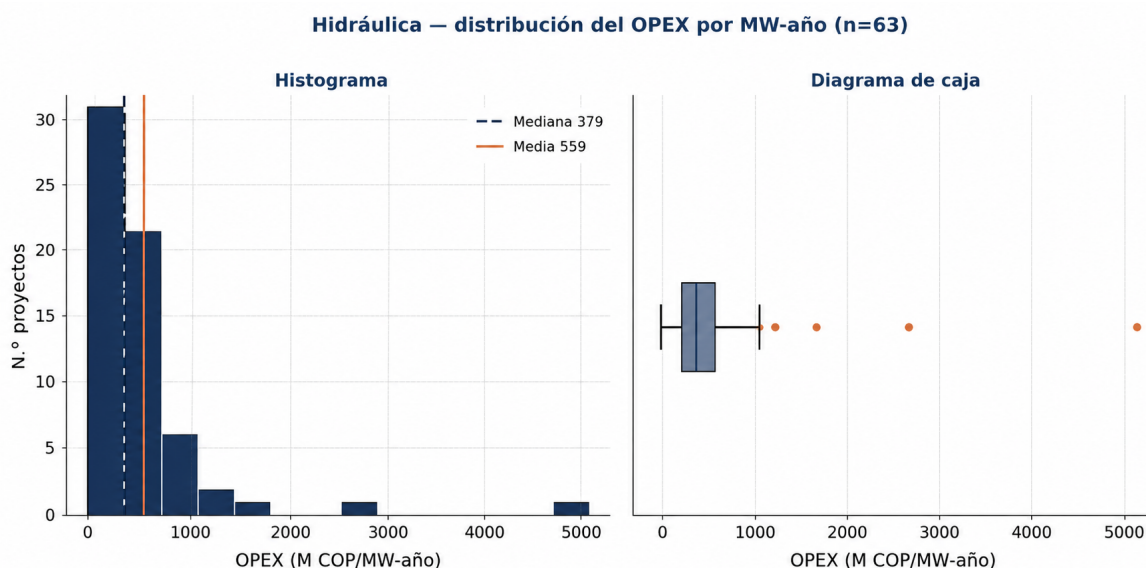
La muestra reúne 63 plantas en 10 departamentos, con una capacidad mediana de 19,4 MW y máxima de 1.250 MW, y una antigüedad muy heterogénea. Esta amplitud, tanto de tamaño como de edad de los activos, es determinante: coexisten centrales recién

incorporadas con infraestructura hidráulica de varias décadas cuyo mantenimiento y cargos ambientales difieren sustancialmente.

Tabla 13. Estadísticos del OPEX total — hidráulica.

Estadístico	Valor (COP)
Media	57,1 mil M COP
Mediana	6,7 mil M COP
Mínimo	0,2 mil M COP
Máximo	657,4 mil M COP
Desviación estándar	123,9 mil M COP
Coef. de variación	2,17
Asimetría	3,20
Curtosis	10,80
P10	2,2 mil M COP
P25	2,8 mil M COP
P50	6,7 mil M COP
P75	35,5 mil M COP
P90	174,5 mil M COP
IC 95% de la media	25,9 – 88,3 mil M COP

Figura 32. Distribución del OPEX por MW-año — hidráulica. n=63. Fuente: SUI. Unidad: M COP/MW-año.



Fuente: SUI. Elaboración propia

La distribución del OPEX total es fuertemente asimétrica a la derecha, con la media muy por encima de la mediana y un coeficiente de variación superior a la unidad. La cola está gobernada por unas pocas grandes centrales de embalse, cuyos cargos regulatorios y de personal escalan con el tamaño. Los estadísticos robustos (mediana y percentiles) son la referencia adecuada para caracterizar el OPEX del proyecto típico.

Tabla 14. Indicadores normalizados del OPEX — hidráulica.

Indicador	Valor
OPEX/MW-año — mediana	379 M COP/MW
OPEX/MW-año — media	559 M COP/MW
OPEX/MW-año — P25–P75	241 – 582 M COP/MW
OPEX/MW-año — P10–P90	159 – 943 M COP/MW
OPEX/MW-año — CV	1,27
OPEX/MWh — mediana	88.063 COP/MWh
OPEX/MWh — P25–P75	51.204 – 127.985 COP/MWh

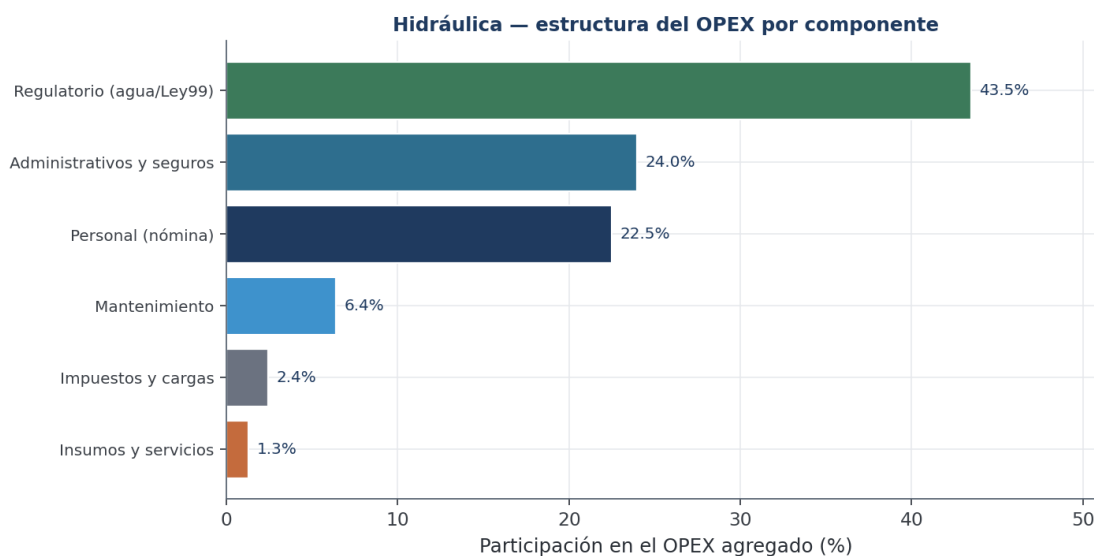
El OPEX por MW-año mediano es de 379 M COP/MW, con un rango típico (P25–P75) de 241 a 582 M COP/MW. Medido por energía, el OPEX/MWh mediano (88 mil COP/MWh) es de los más bajos del parque, coherente con el elevado factor de planta y la ausencia de

costo de combustible. El OPEX/MW-año es el indicador más apropiado para la comparación entre centrales hidroeléctricas, dado que el OPEX/MWh es muy sensible a la hidrología del año reportado.

Tabla 15. Estructura de componentes del OPEX — hidráulica. CV = coeficiente de variación.

Componente	% agregado	% prom. proyecto	CV
Regulatorio (agua/Ley99)	43.5	16.3	2,07
Administrativos y seguros	24.0	23.3	2,05
Personal (nómina)	22.5	23.3	2,10
Mantenimiento	6.4	9.5	1,92
Impuestos y cargas	2.4	5.8	3,17
Insumos y servicios	1.3	2.2	4,89

Figura 33. Ranking de componentes del OPEX — hidráulica. Unidad: % del OPEX agregado.

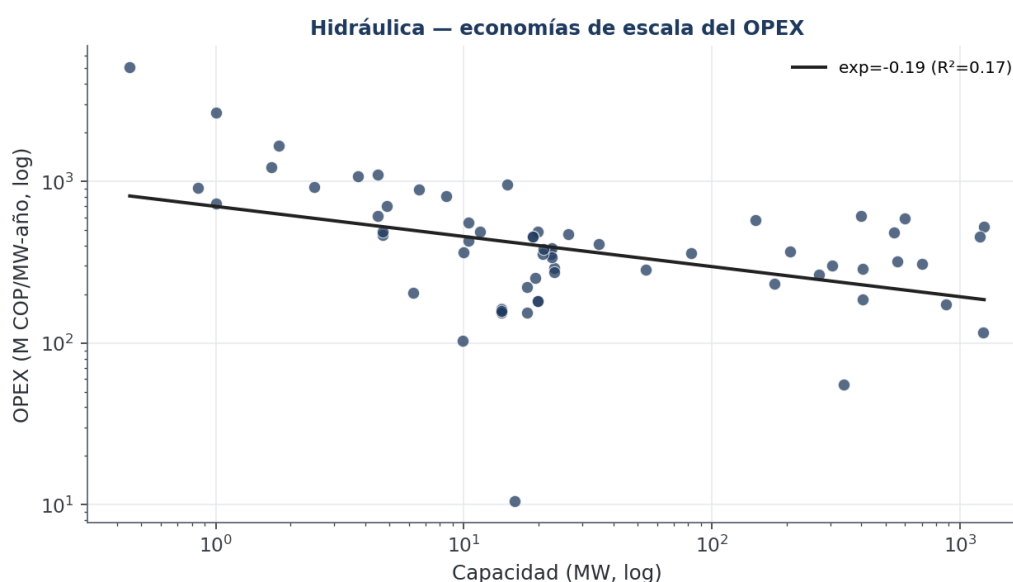


Fuente: SUI. Elaboración propia

El rasgo distintivo del OPEX hidroeléctrico es el peso de los cargos regulatorios (tasa por uso de agua y transferencias de Ley 99) que concentran cerca del 44 % del gasto operativo, una participación exclusiva de esta tecnología y ajena a la operación y el mantenimiento propiamente dichos. Le siguen los rubros de administración y seguros (24 %) y de personal (22 %). El mantenimiento representa apenas el 6 %, lo que revela un OPEX gobernado por cargas fijas y regulatorias antes que por la operación física.

El OPEX hidroeléctrico es marcadamente fijo: la fracción variable de operación (mantenimiento e insumos) es minoritaria (del orden del 8 %), mientras que las cargas fijas (personal, administración, seguros, impuestos) y los cargos regulatorios concentran el resto. Esta estructura implica una alta previsibilidad del OPEX, poco sensible a la generación anual, y una fuerte dependencia del marco regulatorio ambiental.

Figura 34. OPEX por MW-año frente a la capacidad (ejes logarítmicos) — hidráulica.

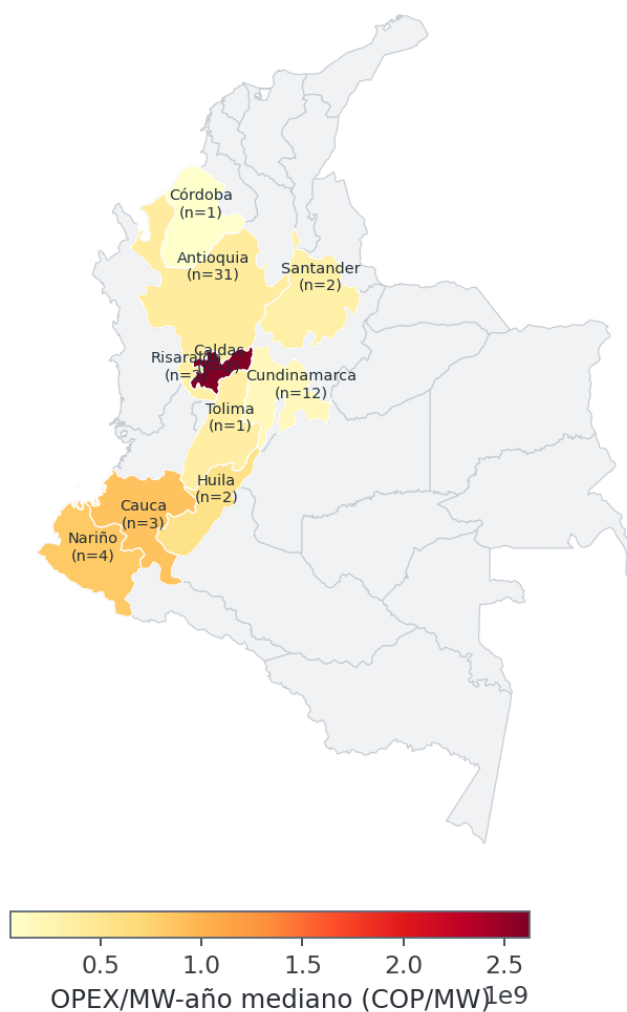


Fuente: SUI. Elaboración propia

La regresión potencial del OPEX unitario frente a la capacidad arroja un exponente del OPEX total cercano a 0,81 (R^2 0,80), inferior a la unidad, lo que evidencia economías de escala: las grandes centrales presentan un menor OPEX por MW que las pequeñas. Este resultado se explica por la dilución de los costos fijos de administración y personal en una mayor capacidad.

Figura 35. OPEX/MW-año mediano por departamento — hidráulica.

Hidráulica — OPEX/MW-año mediano por departamento



Fuente: SUI. Elaboración propia

La distribución territorial concentra el OPEX agregado en los departamentos de mayor capacidad hidroeléctrica instalada. El OPEX/MW-año mediano es superior en los departamentos con predominio de pequeñas centrales, donde los costos fijos no se diluyen, y menor donde operan las grandes centrales, en coherencia con las economías de escala identificadas. Las diferencias regionales responden a la composición de escala más que a factores geográficos.

Plantas termoeléctricas

El análisis de las plantas termoeléctricas se sustenta en 22 plantas depuradas. Su rasgo determinante es el peso del combustible, que, tras un examen detallado del Formato F75— es reconstruible para 19 de las 22 centrales y representa la mayor parte del OPEX. Se presenta, en consecuencia, el OPEX térmico con y sin combustible.

Tabla 16. Caracterización de la muestra — térmica.

Indicador	Valor
Número de proyectos	22
Capacidad total	3381 MW
Capacidad mediana / máx.	68 / 791 MW
Generación anual mediana	97.837 MWh
Factor de planta mediano	0,31
Antigüedad mediana (años)	27 años
Departamentos	7

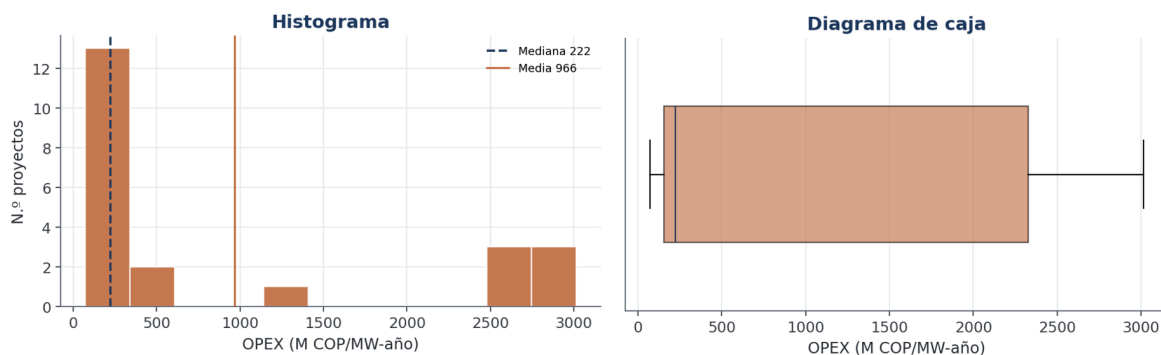
La muestra comprende 22 centrales en 7 departamentos, con capacidad mediana de 68 MW, y combina ciclos combinados a gas de gran escala con unidades de carbón, ACPM y biomasa. Su factor de planta es más variable que el de las renovables, por depender del régimen de despacho y del orden de mérito, lo que incide directamente sobre el OPEX por energía.

Tabla 17. Estadísticos del OPEX total — térmica.

Estadístico	Valor (COP)
Media	186,6 mil M COP
Mediana	28,3 mil M COP
Mínimo	1,4 mil M COP
Máximo	2214,9 mil M COP
Desviación estándar	467,9 mil M COP
Coef. de variación	2,51
Asimetría	3,95
Curtosis	14,64
P10	5,8 mil M COP
P25	9,1 mil M COP
P50	28,3 mil M COP
P75	180,1 mil M COP

Estadístico	Valor (COP)
P90	208,3 mil M COP
IC 95% de la media	-20,8 – 394,1 mil M COP

Figura 36. Distribución del OPEX por MW-año — térmica. n=22. Fuente: SUI. Unidad: M COP/MW-año.



Fuente: SUI. Elaboración propia

La distribución del OPEX total (O&M sin combustible) es asimétrica y de elevada dispersión, gobernada por las grandes centrales. El coeficiente de variación superior a la unidad y la cola derecha confirman que la mediana es la referencia adecuada. Los estadísticos de esta sección corresponden al O&M; el combustible se analiza de forma separada en la sección siguiente.

Tabla 18. Indicadores normalizados del OPEX — térmica (sin considerar el combustible).

Indicador	Valor
OPEX/MW-año — mediana	222 M COP/MW
OPEX/MW-año — media	966 M COP/MW
OPEX/MW-año — P25–P75	154 – 2329 M COP/MW
OPEX/MW-año — P10–P90	148 – 2788 M COP/MW
OPEX/MW-año — CV	1,22
OPEX/MWh — mediana	338.437 COP/MWh
OPEX/MWh — P25–P75	41.787 – 4.130.953 COP/MWh

Es preciso distinguir dos niveles. El OPEX de operación y mantenimiento sin combustible tiene una mediana de 222 M COP/MW-año, comparable con el hidroeléctrico. Incorporando el combustible reconstruido, el OPEX total mediano asciende a 984 M COP/MW-año, el más alto del parque. El combustible representa una mediana del 57 % del OPEX total. El

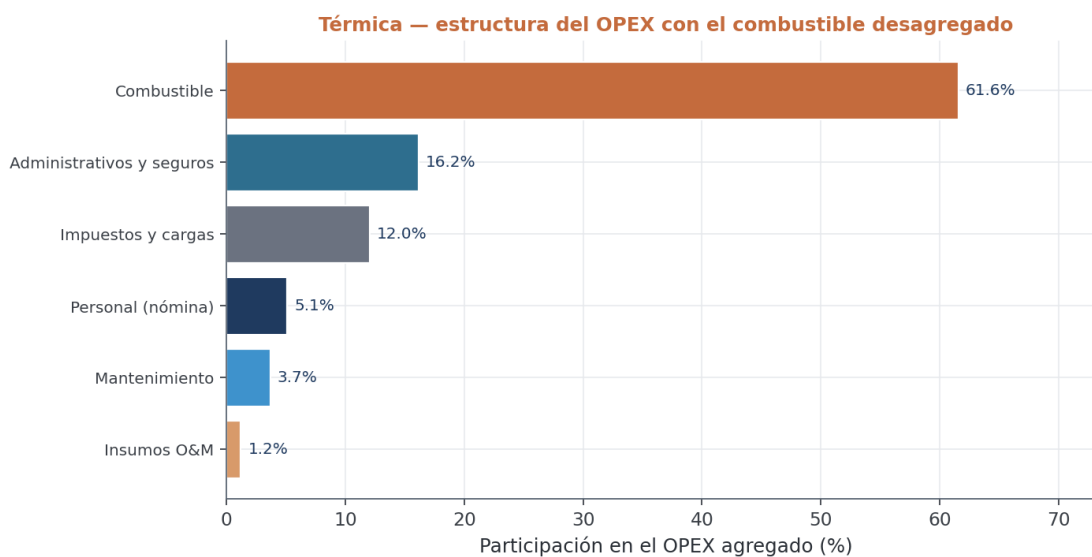
OPEX/MWh con combustible es, con diferencia, el más elevado del parque; solo el O&M sin combustible es comparable con el de las renovables.

Sin embargo, gran parte de los costos de los generadores térmicos esta concentrado en el costo de combustible principalmente, seguido de costos administrativos e impuestos por lo que es fundamental incluirlos dentro del análisis al momento de determinar el OPEX de este tipo de recurso de generación.

Tabla 19. Estructura de componentes del OPEX — térmica. CV = coeficiente de variación.

Componente	% agregado	% prom. proyecto	CV
Combustible	61.6	—	—
Administrativos y seguros	16.2	26.7	1,67
Impuestos y cargas	12.0	12.4	2,33
Personal (nómina)	5.1	18.8	1,24
Mantenimiento	3.7	10.8	1,58
Insumos O&M	1.2	—	—

Figura 37. Ranking de componentes del OPEX — térmica. Unidad: % del OPEX agregado.



Fuente: SUI. Elaboración propia

Con el combustible desagregado, la estructura del OPEX térmico se reordena: el combustible concentra cerca del 62 % de la inversión operativa (sobre la muestra representativa), seguido de la administración y seguros (16 %) y los impuestos y cargas

(12 %). El mantenimiento, el personal y los insumos de O&M no asociados al combustible son minoritarios. Esto confirma que el gasto operativo térmico está gobernado por un factor externo (el precio del combustible) antes que por la operación y el mantenimiento físicos.

Para poder definir cuales serían estos costos adicionales relacionados con el combustible se realiza la reconstrucción del combustible desde el Formato F75 (consumo × costo unitario de molécula, transporte y almacenamiento) la cual permite separar, por primera vez, el gasto de combustible del de operación y mantenimiento. Para las 13 centrales con tasa de calor plausible, el combustible equivale a una mediana cercana a 210.000 COP/MWh ($\approx$ 51 USD/MWh).

Tabla 20. OPEX térmico con y sin combustible (19 centrales con datos F75).

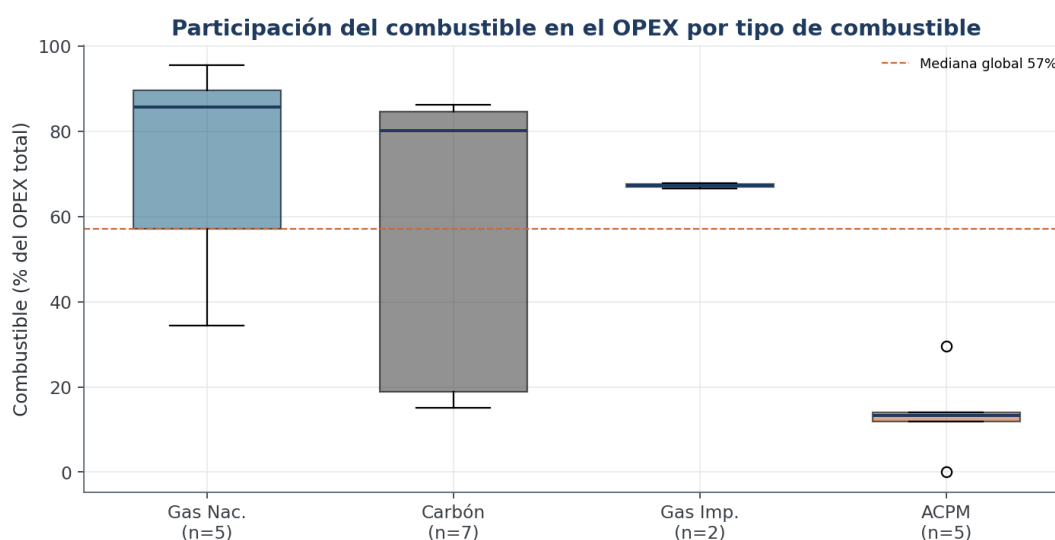
Indicador	Valor
OPEX de O&M (sin combustible) — mediana	222 M COP/MW-año
Combustible — mediana	568 M COP/MW-año
OPEX total (con combustible) — mediana	984 M COP/MW-año
Participación del combustible — mediana	57 % (P25–P75: 16 %–85 %)
OPEX/MWh sin combustible — mediana	338.437 COP/MWh
OPEX/MWh con combustible — P25–P75	239.144 – 2.573.250 COP/MWh
OPEX/MWh con combustible — P10–P90	205.443 – 6.774.665 COP/MWh
OPEX/MWh con combustible — agregado (ponderado por energía)	734.881 COP/MWh ($\approx$ 179 USD/MWh)
OPEX/MWh con combustible solo plantas de base (gas nat., carbón, gas imp.)	623.883 COP/MWh ($\approx$ 152 USD/MWh)

La tabla distingue dos niveles de lectura del gasto operativo térmico. El O&M sin combustible tiene una mediana de 222 M COP/MW-año, comparable con el hidroeléctrico, pero al incorporar el combustible el OPEX total asciende a 984 M COP/MW-año (el más alto del parque), más de cuatro veces el O&M. La diferencia la explica el combustible, cuya mediana representa el 57 % del OPEX total, aunque con un rango muy amplio (16 %–85 % entre P25 y P75). Esa heterogeneidad se amplifica en los indicadores por energía: el OPEX/MWh con combustible se extiende de 239.144 a 2.573.250 COP/MWh (P25–P75) y de 205.443 a 6.774.665 COP/MWh (P10–P90), un rango que supera un orden de magnitud. Esta dispersión no refleja diferencias de eficiencia, sino de factor de planta: las

centrales de base reparten sus costos sobre mucha energía y muestran costos unitarios bajos, mientras que las de respaldo, con generación esporádica, exhiben costos unitarios muy elevados.

Por ello, las referencias más útiles son los valores agregados ponderados por energía: 734.881 COP/MWh ($\approx$ 179 USD/MWh) para el conjunto del parque, y 623.883 COP/MWh ($\approx$ 152 USD/MWh) restringido a las plantas de base a gas natural, carbón y gas importado.

Figura 38. Participación del combustible en el OPEX por tipo de combustible. Unidad: % del OPEX total.



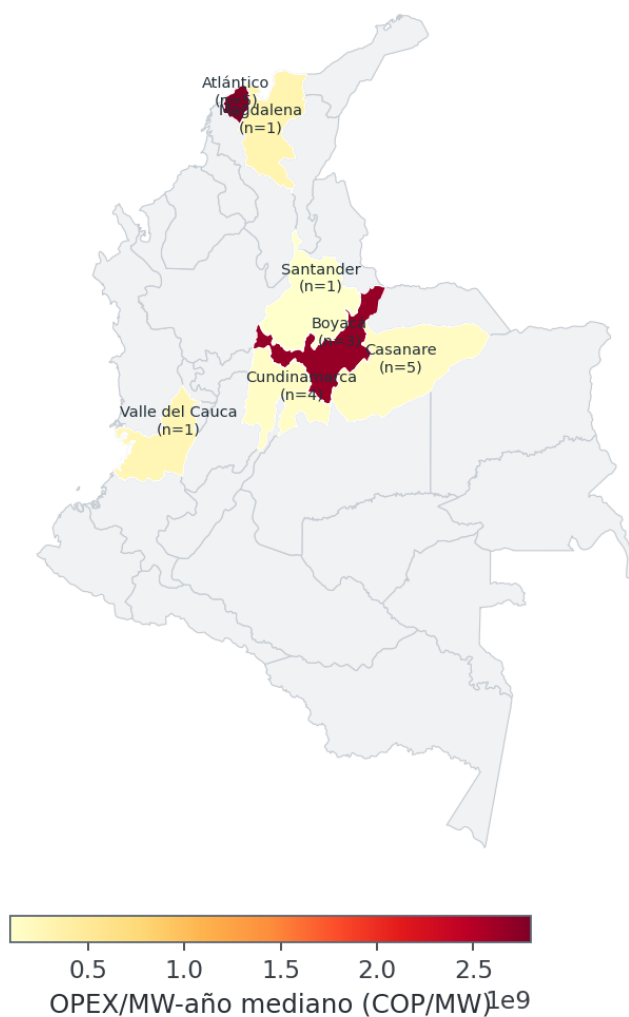
Fuente: SUI. Elaboración propia

El combustible domina el OPEX en las centrales de base a gas natural (86 %) y carbón (80 %), mientras que en las de respaldo a ACPM su participación es baja (13 %), por su reducido despacho. Esta segmentación implica que la comparación entre centrales térmicas debe controlar por el tipo de combustible, y que la vigilancia del combustible debe priorizarse en las plantas de base.

Separado el combustible, la estructura fija/variable se aclara: el componente variable del OPEX térmico está dominado por el combustible (que explica el grueso del 66 % variable del agregado), mientras que el O&M no asociado al combustible es, como en las demás tecnologías, predominantemente fijo (administración, seguros, personal e impuestos). La térmica es, así, la tecnología de mayor exposición a un factor externo (el precio del combustible), y por ello la de menor previsibilidad de su OPEX total.

Figura 39. OPEX/MW-año mediano por departamento — térmica.

Térmica — OPEX/MW-año mediano por departamento



Fuente: SUI. Elaboración propia

El OPEX agregado se concentra en los departamentos con las grandes centrales de ciclo combinado a gas. El OPEX/MW-año por departamento está fuertemente influido por el nivel de despacho y el costo de combustible de cada planta, más que por factores

geográficos, por lo que las diferencias regionales deben leerse con cautela y controlando por el combustible.

Plantas solares fotovoltaicas:

El análisis solar fotovoltaico se sustenta en 26 plantas depuradas, del parque de generación reciente (2021–2025). Su OPEX es el más bajo del parque por MW-año y de estructura sencilla, propia de una tecnología modular con mínima operación física.

Tabla 21. Caracterización de la muestra — solar.

Indicador	Valor
Número de proyectos	26
Capacidad total	2675,6 MW
Capacidad mediana / máx.	19,9 / 1311 MW
Generación anual mediana	23.137 MWh
Factor de planta mediano	0,24
Antigüedad mediana (años)	1 años
Departamentos	12

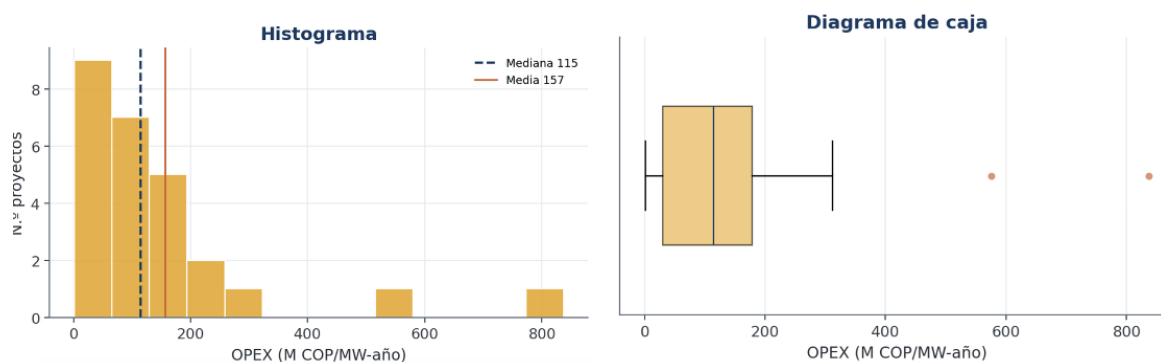
La muestra comprende 26 plantas en 12 departamentos (la mayor cobertura geográfica del estudio), con capacidad mediana de 19,9 MW y un parque de generación joven. La reciente entrada en operación implica activos aún en las primeras fases de su curva de mantenimiento.

Tabla 22. Estadísticos del OPEX total — solar.

Estadístico	Valor (COP)
Media	6,2 mil M COP
Mediana	2,8 mil M COP
Mínimo	0,0 mil M COP
Máximo	52,5 mil M COP
Desviación estándar	11,2 mil M COP
Coef. de variación	1,81
Asimetría	3,03
Curtosis	9,57
P10	0,0 mil M COP
P25	0,2 mil M COP

Estadístico	Valor (COP)
P50	2,8 mil M COP
P75	4,8 mil M COP
P90	18,1 mil M COP
IC 95% de la media	1,7 – 10,7 mil M COP

Figura 40. Distribución del OPEX por MW-año — solar. n=26. Fuente: SUI. Unidad: M COP/MW-año.



Fuente: SUI. Elaboración propia

La distribución del OPEX total es asimétrica, con la escala del proyecto como principal determinante del monto. La cola derecha corresponde a las grandes granjas de escala. Como en las demás tecnologías, la mediana es la referencia robusta.

Tabla 23. Indicadores normalizados del OPEX — solar.

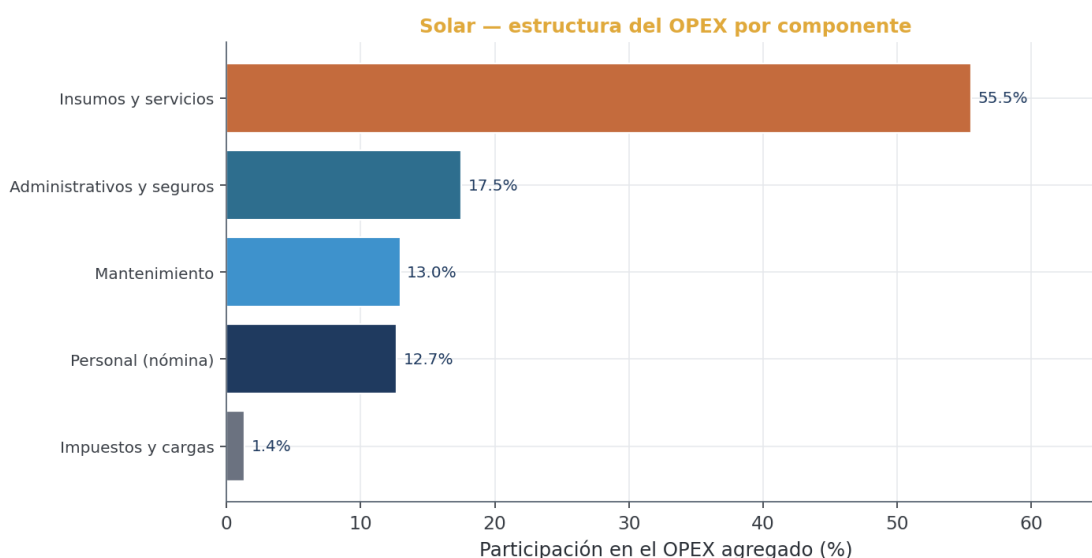
Indicador	Valor
OPEX/MW-año — mediana	115 M COP/MW
OPEX/MW-año — media	157 M COP/MW
OPEX/MW-año — P25–P75	30 – 179 M COP/MW
OPEX/MW-año — P10–P90	20 – 282 M COP/MW
OPEX/MW-año — CV	1,18
OPEX/MWh — mediana	90.269 COP/MWh
OPEX/MWh — P25–P75	62.962 – 142.108 COP/MWh

El OPEX por MW-año mediano es de 115 M COP/MW, el más bajo del parque, coherente con la escasa operación física que requiere la tecnología. El rango típico (P25–P75) va de 30 a 179 M COP/MW. El OPEX/MWh mediano (90 mil COP/MWh) es similar al hidroeléctrico.

Tabla 24. Estructura de componentes del OPEX — solar. CV = coeficiente de variación.

Componente	% agregado	% prom. proyecto	CV
Insumos y servicios	55.5	54.5	2,70
Administrativos y seguros	17.5	63.9	1,55
Mantenimiento	13.0	12.1	2,80
Personal (nómina)	12.7	20.5	2,52
Impuestos y cargas	1.4	25.6	2,85

Figura 41. Ranking de componentes del OPEX — solar. Unidad: % del OPEX agregado.



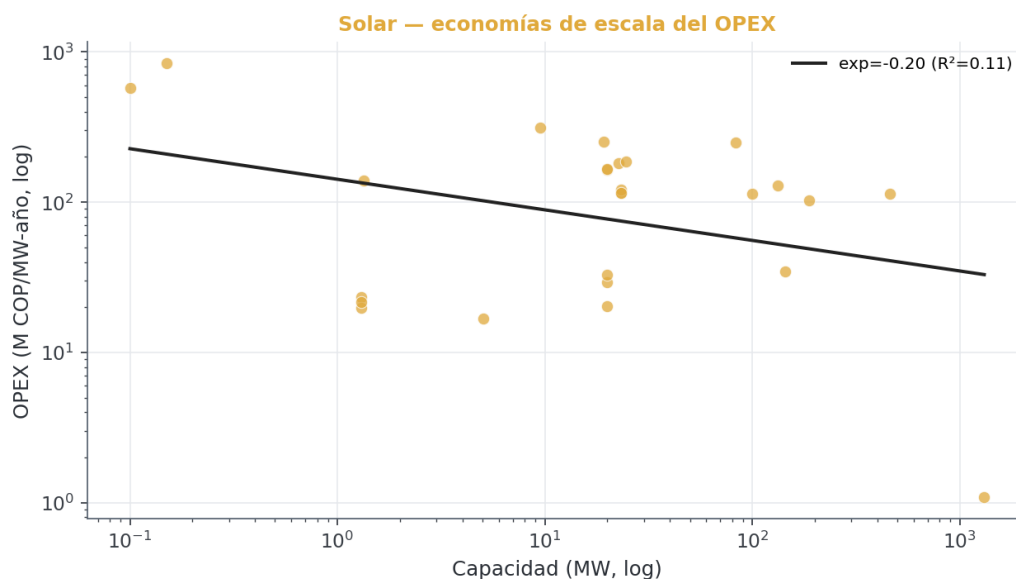
Fuente: SUI. Elaboración propia

El OPEX solar está dominado por los servicios de O&M, la limpieza de módulos y los contratos externos, agrupados en insumos y servicios (56 %), seguidos de la administración y seguros (18 %), el mantenimiento (13 %) y el personal (13 %). Esta estructura, más equilibrada que la de otras tecnologías, refleja un modelo operativo basado en contratos de mantenimiento y limpieza antes que en personal propio.

El OPEX solar es predominantemente fijo: los servicios contratados, la administración, los seguros y el personal constituyen la mayor parte del gasto, mientras que la fracción estrictamente variable es reducida. Esta estructura confiere al OPEX solar una alta previsibilidad, con escasa sensibilidad a la generación.

Ahora bien, frente a las economías de escala se observan los siguientes valores:

Figura 42. OPEX por MW-año frente a la capacidad (ejes logarítmicos) — solar.

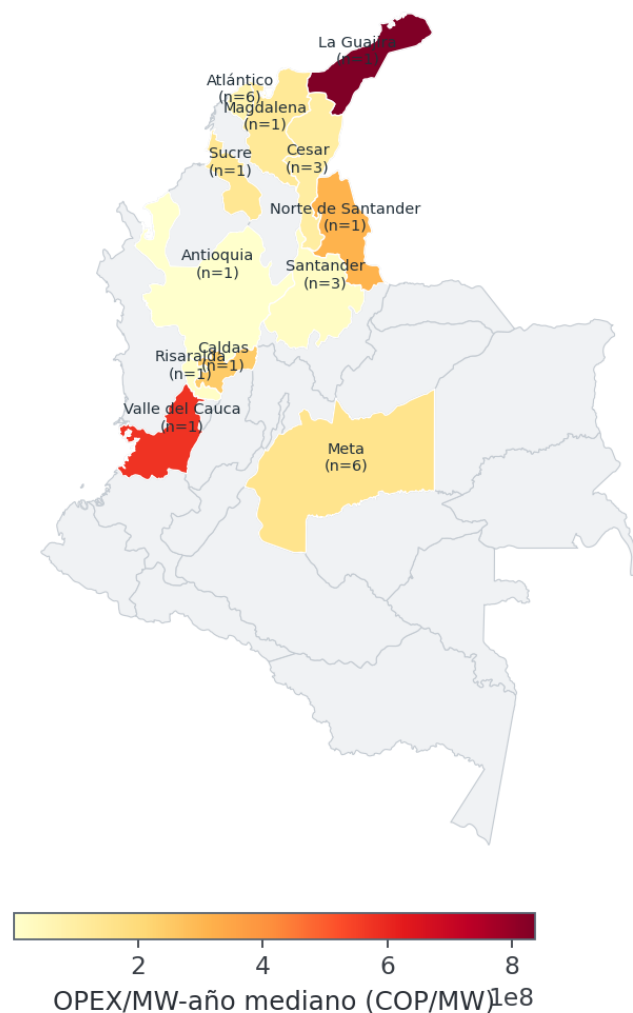


Fuente: SUI. Elaboración propia

La regresión potencial arroja un exponente del OPEX total cercano a 0,80 (R^2 0,65), inferior a la unidad, lo que evidencia economías de escala: las grandes granjas presentan un menor OPEX por MW que las pequeñas instalaciones, por la dilución de los costos fijos de administración y monitoreo. Es, junto con la hidroeléctrica, la tecnología con economías de escala más claras en el OPEX.

Figura 43. OPEX/MW-año mediano por departamento — solar.

Solar — OPEX/MW-año mediano por departamento



Fuente: SUI. Elaboración propia

La solar presenta la mayor dispersión geográfica del parque. El OPEX/MW-año por departamento está determinado principalmente por la escala media de los proyectos de cada territorio; las pequeñas instalaciones de autogeneración registran mayores costos unitarios, en coherencia con las economías de escala. Se advierte que varios departamentos cuentan con muy pocas observaciones, por lo que sus indicadores departamentales son solo indicativos.

Plantas eólicas

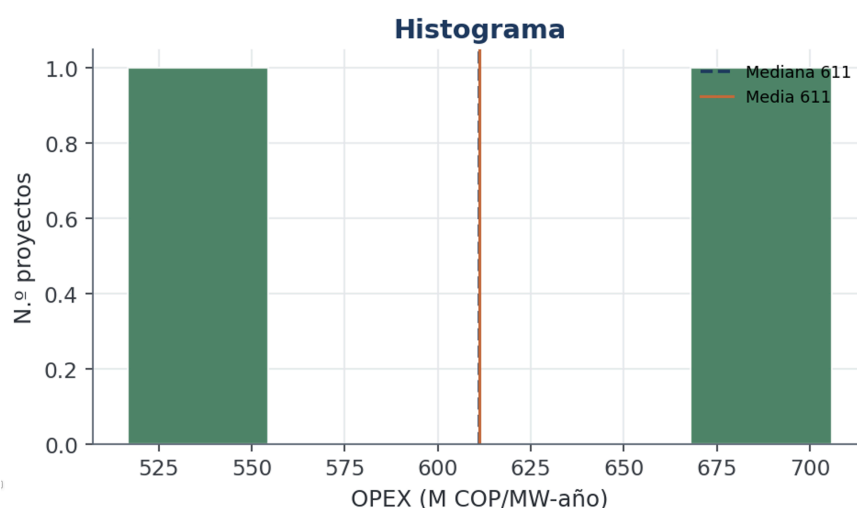
El análisis eólico se sustenta en únicamente dos parques operativos, lo que impide la inferencia estadística.

Tabla 25. Caracterización de la muestra — eólica.

Indicador	Valor
Número de proyectos	2
Capacidad total	33,8 MW
Capacidad mediana / máx.	16,9 / 20 MW
Generación anual mediana	74.396 MWh
Factor de planta mediano	0,54
Antigüedad mediana (años)	n/d
Departamentos	1

El universo operativo se limita a dos parques onshore en el municipio de Uribe (La Guajira), con capacidades de 13,8 y 20,0 MW. La localización exclusiva en un departamento y el tamaño de la muestra impiden todo análisis de dispersión, geográfico o de escala con rigor estadístico.

Figura 44. Distribución del OPEX por MW-año — eólica. n=2. Fuente: SUI. Unidad: M COP/MW-año.



Fuente: SUI. Elaboración propia

Con dos observaciones, la distribución del OPEX total no admite caracterización estadística: solo son legítimos los valores individuales, su promedio simple y su rango. Los estadísticos de forma y dispersión no se reportan por carecer de significado con $n=2$.

Tabla 26. Indicadores normalizados del OPEX — eólica.

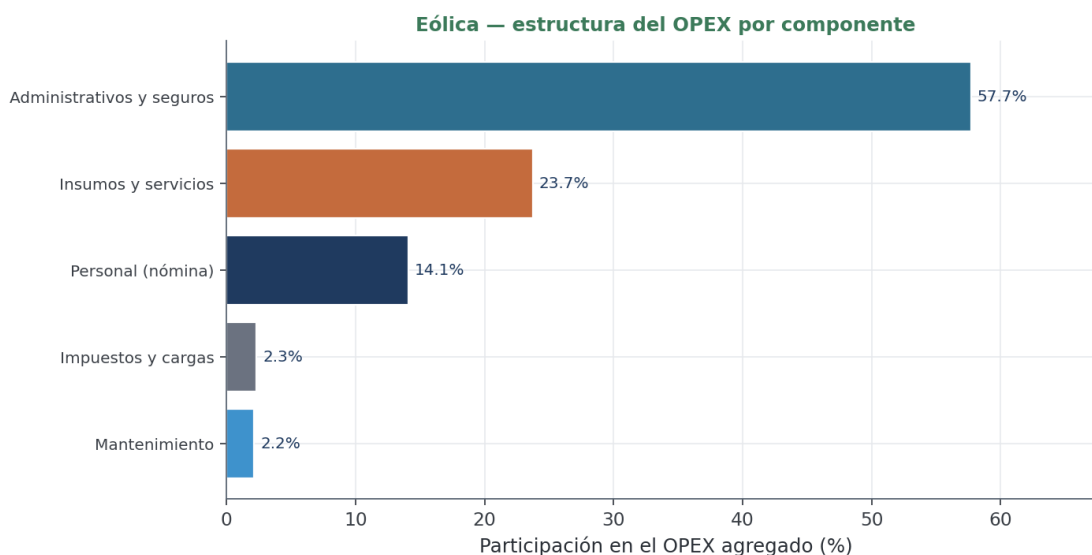
Indicador	Valor
OPEX/MW-año — mediana	611 M COP/MW
OPEX/MW-año — media	611 M COP/MW
OPEX/MW-año — P25–P75	564 – 659 M COP/MW
OPEX/MW-año — P10–P90	536 – 687 M COP/MW
OPEX/MW-año — CV	0,22
OPEX/MWh — mediana	138.966 COP/MWh
OPEX/MWh — P25–P75	125.061 – 152.871 COP/MWh

El OPEX por MW-año es el más alto del parque (mediana 611 M COP/MW), lo que es coherente con el mantenimiento especializado de aerogeneradores y las condiciones logísticas remotas de La Guajira. El OPEX/MWh (139 mil COP/MWh) se sitúa en un nivel intermedio.

Tabla 27. Estructura de componentes del OPEX — eólica. CV = coeficiente de variación.

Componente	% agregado	% prom. proyecto	CV
Administrativos y seguros	57.7	58.5	0,40
Insumos y servicios	23.7	23.1	0,54
Personal (nómina)	14.1	13.7	0,55
Impuestos y cargas	2.3	2.1	0,85
Mantenimiento	2.2	2.2	0,46

Figura 45. Ranking de componentes del OPEX — eólica. Unidad: % del OPEX agregado.



Fuente: SUI. Elaboración propia

El OPEX eólico está dominado por la administración y los seguros (58 %), participación inusualmente alta que refleja el elevado valor asegurable de aerogeneradores nuevos y los costos administrativos de operación remota. Le siguen los insumos y servicios de O&M (24 %) y el personal (14 %). El mantenimiento registrado es bajo, posiblemente por encontrarse los activos aún bajo garantía o contratos de O&M que lo consolidan en otros rubros.

El OPEX eólico es predominantemente fijo (personal, administración y seguros concentran cerca de tres cuartas partes del gasto). La baja participación del mantenimiento variable es consistente con activos recientes; su evolución al madurar la flota alterará esta estructura.

Figura 46. OPEX/MW-año mediano por departamento — eólica.

Eólica — OPEX/MW-año mediano por departamento



Fuente: SUI. Elaboración propia

La totalidad del parque se localiza en La Guajira, lo que impide todo análisis de diferencias regionales. La localización remota es, en sí misma, un factor explicativo del elevado OPEX unitario, por los costos logísticos y de servicios especializados.

Análisis comparativo entre tecnologías

Para esta sección se integran las cuatro tecnologías en un marco comparativo único. Todas las tablas y figuras incluyen simultáneamente las cuatro tecnologías, sobre la taxonomía común de componentes homologada en la metodología.

No todas las comparaciones tienen el mismo estatus. El OPEX por MW-año es directamente comparable entre las cuatro tecnologías. El OPEX por MWh es comparable con ajustes entre las renovables, pero la térmica no es comparable por incorporar combustible. La estructura de componentes es comparable de forma indicativa, dada la reconciliación imperfecta. La eólica, con dos proyectos, admite solo comparaciones indicativas. Las diferencias de tamaño de muestra (de 2 a 63 proyectos) y la ausencia de homologación a un año de precios común son las principales limitaciones de la comparación.

10.2 Caracterización comparativa

Tabla 28. Caracterización comparada de las cuatro tecnologías (OPEX). Fuente: SUI F70-F83.

Tecnología	N.º proy.	Cap. total (MW)	Cap. med. (MW)	Cap. máx. (MW)	Deptos.	OPEX prom. (mil M)	OPEX/MW-año (M COP)	OPEX/MWh (COP)
Hidráulica	63	10,330.6	19.4	1,250.0	10	57.1	379	88,063
Térmica	22	3,381.0	68.0	791.0	7	186.6	222	623,883
Solar	26	2,675.6	19.9	1,311.0	12	6.2	115	90,269
Eólica	2	33.8	16.9	20.0	1	10.6	611	138,966

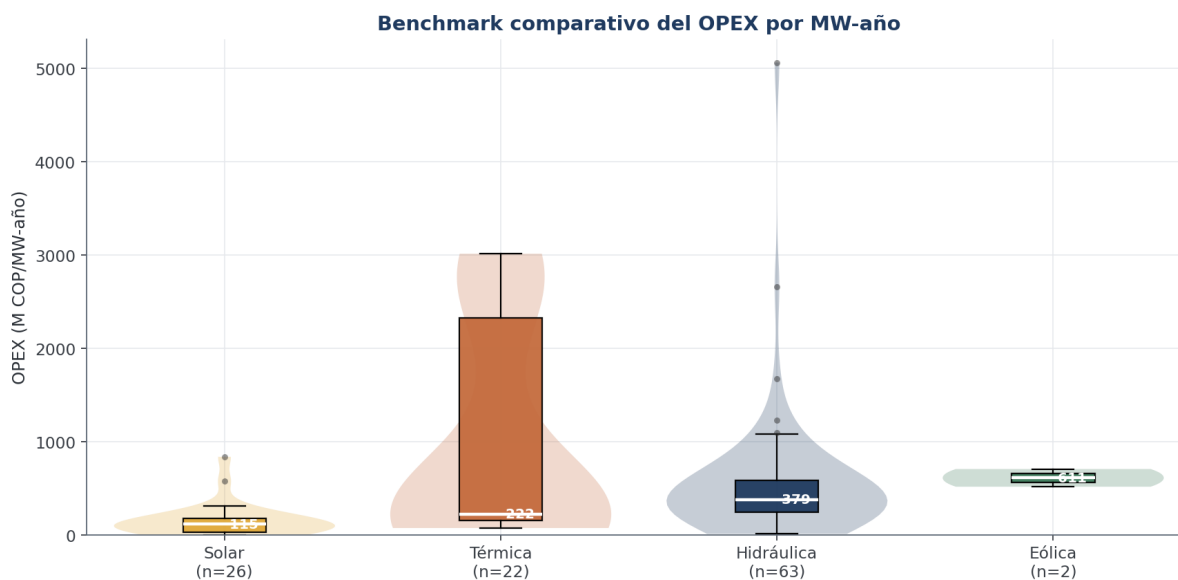
La hidroeléctrica domina en número de plantas y capacidad; la térmica y la solar constituyen segmentos intermedios; la eólica es incipiente. El OPEX promedio por proyecto es mayor en las tecnologías de mayor escala, pero el OPEX unitario invierte parcialmente ese orden, revelando el efecto de las economías de escala.

Tabla 29. Benchmark comparativo del OPEX por MW-año (M COP/MW-año). Fuente: SUI.

Tecnología	Media	Mediana	P10	P25	P75	P90	CV
Hidráulica	559	379	159	241	582	943	1.27
Térmica	966	222	148	154	2,329	2,788	1.22
Solar	157	115	20	30	179	282	1.18

Tecnología	Media	Mediana	P10	P25	P75	P90	CV
Eólica	611	611	536	564	659	687	0.22

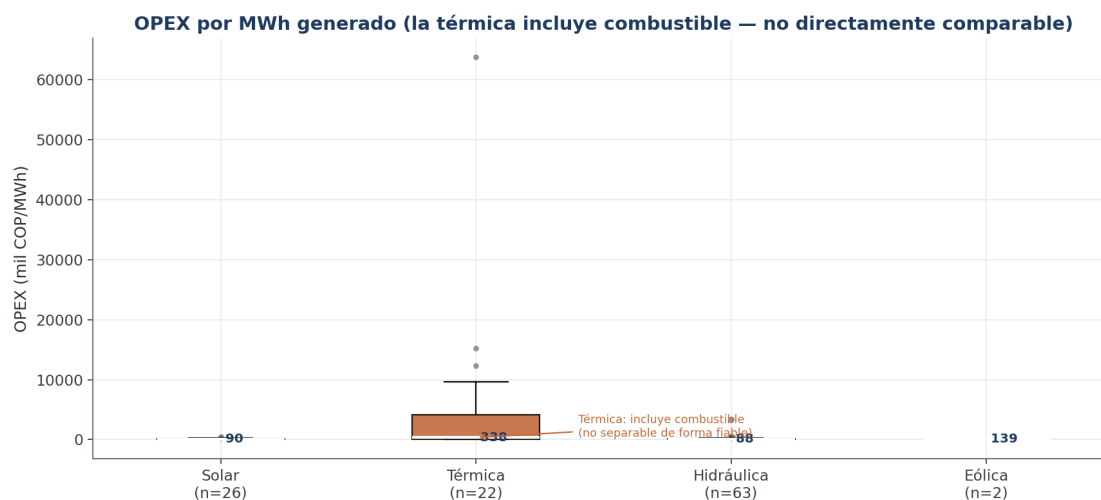
Figura 47. Distribución comparada del OPEX por MW-año. Unidad: M COP/MW-año. n indicado por tecnología.



Fuente: SUI. Elaboración propia

El OPEX por MW-año ordena las tecnologías como solar (115) < térmica (222) < hidroeléctrica (379) < eólica (611). La solar exhibe la distribución más baja y compacta; la térmica, la más dispersa (por la incorporación desigual del combustible); la hidroeléctrica, una cola superior de pequeñas centrales; y la eólica, valores altos y acotados por su tamaño muestral. Ninguna tecnología debe juzgarse por un único indicador: el OPEX/MWh reordena el panorama.

Figura 48. OPEX por MWh generado. La térmica incorpora combustible y no es directamente comparable. Unidad: mil COP/MWh.



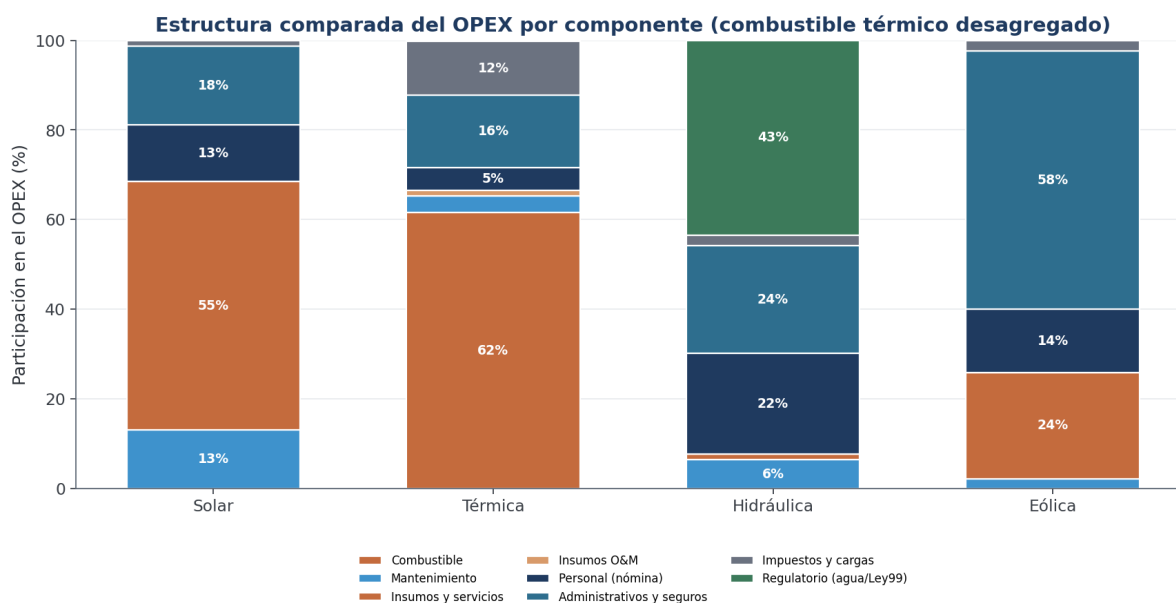
Fuente: SUI. Elaboración propia

Medido por energía, la hidroeléctrica y la solar convergen en niveles bajos ($\approx 88\text{--}90$ mil COP/MWh), la eólica se sitúa en un nivel intermedio y la térmica se dispara por el combustible. La divergencia entre el ordenamiento por MW-año y por MWh es, en sí misma, un elemento de análisis: la eólica es costosa por MW pero su alto factor de planta modera su costo por energía, mientras que la térmica, competitiva por MW, resulta la más cara por energía al incluir el combustible.

Tabla 30. Matriz de participación de componentes por tecnología (% del OPEX agregado). "—" indica componente no aplicable.

Componente	Hidráulica	Térmica	Solar	Eólica
Combustible	—	61.6	—	—
Mantenimiento	6.4	3.7	13.0	2.2
Insumos y servicios	1.3	—	55.5	23.7
Insumos O&M	—	1.2	—	—
Personal (nómina)	22.5	5.1	12.7	14.1
Administrativos y seguros	24.0	16.2	17.5	57.7
Impuestos y cargas	2.4	12.0	1.4	2.3
Regulatorio (agua/Ley99)	43.5	—	—	—

Figura 49. Estructura comparada del OPEX por componente (barras apiladas al 100 %).



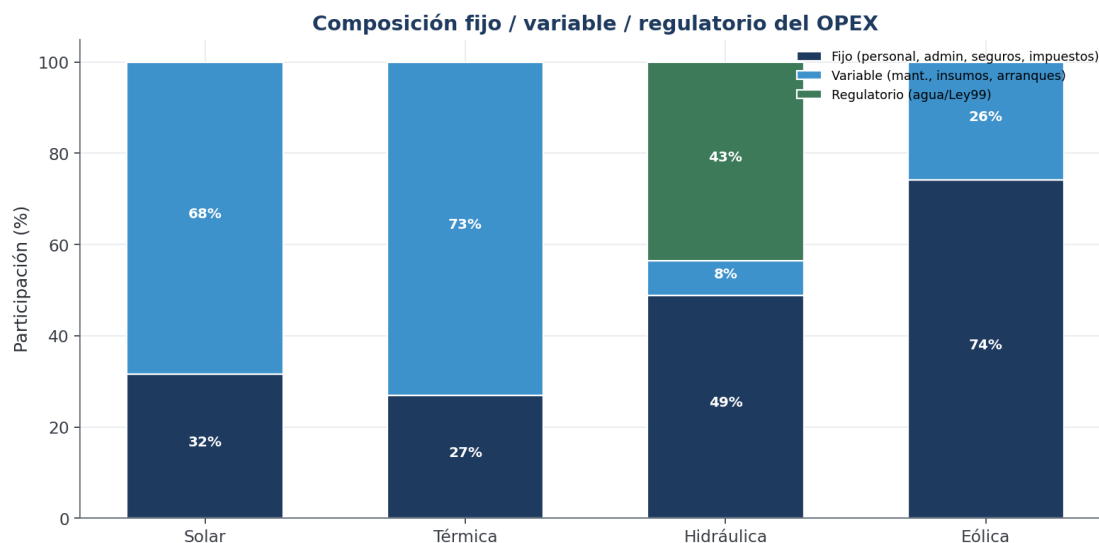
Fuente: SUI. Elaboración propia

La comparación revela que el OPEX de cada tecnología está gobernado por un componente diferente: los cargos regulatorios en la hidroeléctrica, el combustible en la térmica, los servicios de O&M en la solar y los seguros y la administración en la eólica. Esta diversidad de impulsores implica que la vigilancia del OPEX debe focalizarse en un rubro distinto según la tecnología, y que no existe un componente crítico universal.

Tabla 31. Composición fijo / variable / regulatorio del OPEX (% agregado). La térmica "variable" incorpora combustible.

Tecnología	% Fijo	% Variable	% Regulatorio
Hidráulica	49	8	43
Térmica	33	66	—
Solar	32	68	—
Eólica	74	26	—

Figura 50. Composición fijo / variable / regulatorio del OPEX por tecnología.



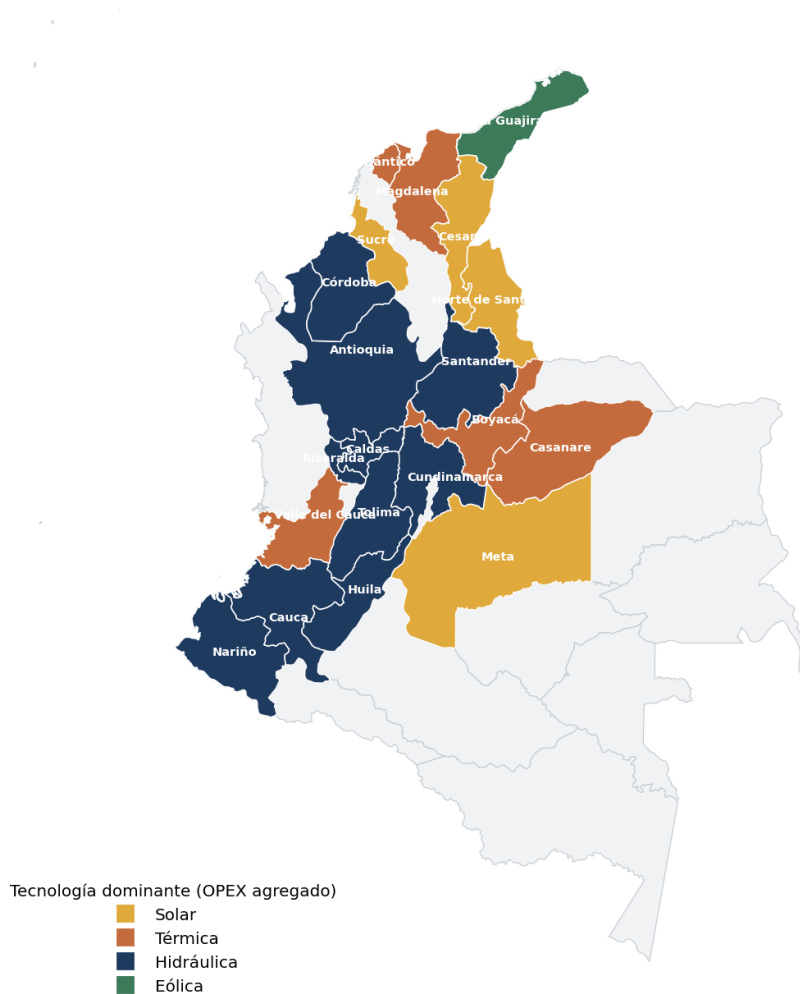
Fuente: SUI. Elaboración propia

El OPEX de generación es predominantemente fijo en las renovables y la hidroeléctrica, lo que otorga alta previsibilidad. En la térmica, el combustible —ya desagregado— explica el grueso del componente variable (66 %); su O&M no asociado al combustible es, como en las demás tecnologías, mayoritariamente fijo. La hidroeléctrica es la única con un componente regulatorio material. En términos de dependencia de la producción, la térmica es la más expuesta, vía combustible, y la solar la de mayor previsibilidad.

El coeficiente de variación del OPEX por MW-año es elevado y similar en hidroeléctrica (1,27), térmica (1,22) y solar (1,18), y bajo en eólica (0,22, no representativo por $n=2$). La alta dispersión de la hidroeléctrica proviene de la amplitud de escalas y añadas; la de la térmica, de la incorporación desigual del combustible; la de la solar, de la mezcla de escalas y de autogeneración. La solar es la más homogénea en estructura, aunque no en nivel; la térmica es la de mayor incertidumbre efectiva por el combustible.

Figura 51. Tecnología dominante por departamento según OPEX agregado.

Tecnología dominante por departamento (OPEX agregado)



Fuente: SUI. Elaboración propia

Las firmas territoriales del OPEX replican las del parque instalado: la hidroeléctrica domina la región andina, la térmica el Caribe y el interior, la solar el Caribe y la Orinoquía, y la eólica La Guajira. Las diferencias de OPEX unitario entre departamentos obedecen más a la composición tecnológica y de escala de cada territorio que a un efecto geográfico propio, salvo el sobre costo logístico de las zonas remotas.



Superservicios

6.

**Conclusiones y agenda
de discusión**

6. Conclusiones y agenda de discusión

Este documento presenta una caracterización sectorial de la canasta de costos de capital (CAPEX) y de operación (OPEX) de la generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional, construida a partir de la información reportada por los agentes bajo el Lineamiento de Cargue de la Canasta de Costos. Sus resultados constituyen un punto de partida empírico para la discusión sobre los costos de generación en el país, dentro de los límites que la información del primer ciclo de reporte y la metodología permiten. Las conclusiones se organizan en cinco planos: los costos de capital, los costos de operación, el papel determinante del combustible térmico, la calidad de la información, y el contraste internacional.

6.1. Conclusiones

Sobre los costos de capital

- El costo de capital por unidad de capacidad ordena las tecnologías, en su mediana, como termoeléctrica (1.809 M COP/MW) < solar (3.871) < hidroeléctrica (4.527) < eólica (9.606). La termoeléctrica es la de menor inversión unitaria y la eólica la de mayor, aunque esta última se sustenta en solo dos parques y es provisional.
- Ausencia de economías de escala en el CAPEX, especialmente en la hidráulica. El costo de capital por MW no disminuye de forma sistemática con el tamaño de la planta; en la hidroeléctrica el CAPEX total escala de manera casi proporcional a la capacidad (exponente cercano a la unidad). El costo unitario lo determinan el sitio, la obra civil y las condiciones del proyecto, más que la potencia nominal.
- Composición dominada por la obra civil, a excepción de las tecnologías Solares y Eólicas. En la hidroeléctrica, la obra civil y las instalaciones concentran cerca de la mitad de la inversión y son el principal foco de riesgo de sobrecosto; en la solar y la eólica el perfil de inversión es más homogéneo y concentrado en el equipo principal.

Sobre los costos de operación

- El OPEX por MW-año ordena las tecnologías como solar (115) < termoeléctrica sin combustible (222) < hidroeléctrica (379) < eólica (611 M COP/MW-año). La solar exhibe la distribución más baja y compacta, y la termoeléctrica la más dispersa por la incorporación desigual del combustible.
- Cada tecnología está gobernada por un componente distinto. El OPEX hidroeléctrico lo dominan los cargos regulatorios (uso del agua y transferencias de Ley 99); el térmico, el combustible; el solar, los servicios de operación y mantenimiento; y el eólico, los seguros y la administración. Esta heterogeneidad implica que no existe un único determinante del gasto operativo aplicable a todo el parque.
- Alta previsibilidad en renovables e hidroeléctrica; baja en térmica. El OPEX de las renovables y la hidroeléctrica es predominantemente fijo, lo que otorga alta previsibilidad. En la termoeléctrica, el combustible explica el grueso del componente variable (cerca del 66 %), por lo que es la tecnología de menor previsibilidad de su OPEX total.
- Presencia de economías de escala en el OPEX. A diferencia del CAPEX, el OPEX por MW-año sí decrece con la escala en la hidroeléctrica y la solar (exponente cercano a 0,80), lo que sugiere costos operativos fijos que se reparten sobre mayor capacidad.

Sobre el combustible térmico

- El combustible gobierna el costo operativo térmico. Reconstruido del Formato F75 para 19 de las 22 centrales, el combustible representa una mediana del 57 % del OPEX total térmico (P25–P75: 16 %–85 %) y eleva el OPEX total mediano a 984 M COP/MW-año. El costo operativo de la generación térmica está determinado por un factor externo (el precio del combustible) antes que por la operación y el mantenimiento físicos.
- El OPEX por energía depende críticamente del despacho. El OPEX/MWh con combustible tiene una mediana cercana a 423.000 COP/MWh, pero su

distribución es extremadamente asimétrica (CV 2,83): las centrales de base a gas natural (≈ 237.000 COP/MWh) operan en un rango moderado, mientras que las de respaldo a ACPM alcanzan varios millones de COP/MWh por su despacho mínimo. El valor agregado ponderado por energía, 735.000 COP/MWh en el conjunto y 624.000 en las plantas de base (≈ 152 USD/MWh), es la referencia del costo por MWh obtenido.

Estimación referencial de costo unitario por tecnología (CAPEX + OPEX en \$/kWh) y contraste con el índice MC de XM

** Nota: La sección siguiente presenta una estimación referencial de costo unitario por tecnología, construida a partir de los datos de CAPEX y OPEX ya caracterizados en los capítulos 4 y 5, anualizados y expresados en COP/kWh para poder contrastarlos con el índice Mc publicado por XM. Esta estimación es funcionalmente un costo nivelado de energía (LCOE) simplificado y, en consecuencia, excede la delimitación metodológica establecida en el numeral 1.4, según la cual el ejercicio no construye un indicador de costo nivelado de energía. Se incluye aquí con fines exclusivamente ilustrativos y de contexto, no como un hallazgo adicional del ejercicio de canasta de costos. Su cálculo requiere tres supuestos externos, que no corresponden a valores efectivamente reportados por los agentes en el SUL: tasa de descuento real (10 % anual); vida útil por tecnología (50 años en hidráulica; 25 en térmica y solar; 20 en eólica); y un método de depreciación en línea recta aplicado sobre la antigüedad mediana reportada para cada tecnología — una simplificación que no captura la dispersión real de edades dentro de cada flota. La magnitud de los resultados debe tratarse como un orden de magnitud, no como una cifra definitiva; se recomienda sustituir estos supuestos por los valores reportados antes de cualquier uso público de esta sección. De la misma manera, el índice Mc de XM usado como referencia corresponde a un mes específico (junio de 2026) y no incorpora ajustes por inflación, indexación de contratos ni evolución posterior del mercado. Por las mismas razones expuestas en el numeral 1.2, esta comparación no permite concluir, por sí sola, si el costo de una tecnología o de un agente en particular es adecuado, excesivo o insuficiente frente al precio de mercado, dado que no incorpora el costo de oportunidad del recurso, la prima de riesgo del agente ni el valor de la disponibilidad firme.*

Tabla 32. Tabla comparativa.

Tecnología	Edad / vida útil	% vida consumida	Depreciación (COP/kW-año)	Retorno s/saldo (COP/kW-año)	CAPEX ajustado (COP/kWh)	+ OPEX	= Total	vs. Mc
Hidráulica	22 / 50	44 %	90.540	253.512	67,7	88,1	155,8	-53,4 %
Térmica (c/comb.)	27 / 25	108 % [†]	72.360	0 [†]	26,6 [†]	734,9	761,5	+128,0 %
Térmica (s/comb.)	27 / 25	108 % [†]	72.360	0 [†]	26,6 [†]	338,4	365,0	+9,3 %
Solar	1 / 25	4 %	154.840	371.616	250,4	90,3	340,7	+2,0 %
Eólica	sin dato [‡]	—	—	—	238,5 [‡]	139,0 [‡]	377,5 [‡]	+13,0 %

** Participación de capacidad instalada según “Generación Eléctrica en Colombia 2026” (SSPD), a marzo de 2026, sobre 23.157 MW conectados al SIN: Hidráulica 13.230 MW (57,1 %); Térmica 6.040,4 MW = Gas 3.516 MW + Carbón 1.688 MW + Combustibles líquidos 837 MW (26,0 %); Solar 3.620 MW (15,6 %); Eólica 41 MW (0,2 %). Estos porcentajes se citan en las conclusiones de cada tecnología, más abajo.*

† Térmica: la antigüedad mediana reportada (27 años) ya supera la vida útil asumida (25 años); el saldo en libros llega a cero, por lo que el retorno sobre capital se anula. La depreciación (72.360 COP/kW-año) se sigue cobrando porque la fórmula no distingue si el activo sigue operando más allá de su vida contable — una simplificación que conviene señalar, no un resultado libre de matices.

** Eólica: el documento LCOE no reporta la antigüedad de esta flota ("n/d" en la ficha de caracterización), por lo que no se puede aplicar el ajuste por saldo en libros. Se muestran, en su lugar, los valores del escenario de planta nueva (nivelado pleno), consistente con que la eólica es, en la práctica, una tecnología reciente en el país: los dos únicos parques operativos entraron en servicio recientemente.*

- El costo unitario estimado de generación hidroeléctrica, ajustado por su antigüedad mediana real (22 de 50 años de vida útil asumida, es decir 44 % de la vida ya transcurrida), es de aproximadamente 156 COP/kWh — un 53 % por debajo del índice Mc de XM para junio de 2026 (334 COP/kWh). Esta brecha es más amplia que la que arrojaría un supuesto de planta nueva, precisamente porque buena parte del capital hidroeléctrico ya está recuperado. Dado que la hidroeléctrica representa 57,1 % de la capacidad instalada del SIN (13.230 MW de 23.157 MW, marzo de 2026), esta es la brecha con mayor peso relativo sobre el sistema: más de la mitad del parque de generación del país opera, según este estimado, muy por debajo del precio de contratación regulado.
- La antigüedad mediana reportada para la flota térmica (27 años) ya supera la vida útil asumida (25 años), por lo que el valor en libros remanente es cero: solo se sigue cobrando la depreciación (72.360 COP/kW-año), sin retorno sobre capital. Con combustible incluido, el costo unitario estimado es de aproximadamente 762 COP/kWh — 2,3 veces el índice Mc (334 COP/kWh). Sin combustible, el estimado (365 COP/kWh) queda apenas 9 % por encima del Mc. La térmica representa 26,0 % de la capacidad instalada del SIN (6.040,4 MW: gas, carbón y combustibles líquidos). Este resultado debe leerse con cautela: una antigüedad mediana que ya supera la vida útil asumida es, en sí misma, una señal de que buena parte de la flota térmica probablemente requiere reinversión o repotenciación que este escenario no captura.
- Con una antigüedad mediana de apenas 1 de 25 años de vida útil asumida (4 % de la vida transcurrida), el 96 % del capital solar sigue sin depreciarse. El costo unitario estimado es, en consecuencia, de aproximadamente 341 COP/kWh — prácticamente empatado con el índice Mc (334 COP/kWh, +2,0 %). Este es el resultado más relevante de este

escenario: bajo el supuesto de planta nueva, la solar aparecía como la tecnología más barata frente al Mc; al reconocer que su parque es, en la práctica, casi enteramente nuevo, su cargo de capital hoy resulta más alto —no más bajo— que el promedio nivelado de toda su vida útil, y la brecha favorable prácticamente desaparece. La solar representa 15,6 % de la capacidad instalada del SIN (3.620 MW) y concentra la mayor parte de los proyectos futuros aprobados hasta 2032 (9.919 MW, 70 % de la capacidad en desarrollo), por lo que este resultado es relevante para la expansión, no solo para el parque actual.

- El costo unitario estimado de generación eólica es de aproximadamente 378 COP/kWh — un 13 % por encima del índice Mc (334 COP/kWh). Este resultado es coherente con el hallazgo del capítulo de CAPEX de que la eólica es la única tecnología del parque cuyo costo de capital mediano supera el techo del rango internacional de referencia (1.200–2.000 USD/kW), atribuido en el documento a los costos logísticos de La Guajira. Actualmente la eólica representa apenas 0,2 % de la capacidad instalada del SIN (41 MW, en estado de “pruebas” según “Generación Eléctrica en Colombia 2026”), por lo que el impacto sistémico de esta brecha es hoy marginal. Se reitera que el estimado de costo aquí presentado se calcula sobre un universo de solo dos parques operativos, por lo que su valor es provisional.

6.2. Recomendaciones

- Exposición del costo térmico al combustible: El combustible explica una mediana del 57 % del OPEX térmico (hasta 85 % en las plantas de base). La volatilidad del precio del gas y del carbón se traslada directamente al costo operativo y, con ello, a la disponibilidad de la generación de respaldo y a la confiabilidad del Sistema ante choques de precios o de suministro.
- Alto costo de la generación de respaldo: El OPEX/MWh de las unidades de respaldo a ACPM alcanza varios millones de COP/MWh por su despacho mínimo. Esta cifra cuantifica el costo real de la capacidad firme de respaldo y es directamente relevante para la calibración del cargo por confiabilidad.

- Peso de los cargos regulatorios en la hidroeléctrica: Cerca del 44 % del OPEX hidroeléctrico corresponde a cargos regulatorios (uso del agua y transferencias de Ley 99), y no a operación y mantenimiento físicos. Una porción sustancial del costo operativo de la principal tecnología del país es, por tanto, una carga regulatoria y fiscal que incide en su competitividad y en su traslado a la tarifa.
- Se sugiere que, a luz de estos valores, se revise la remuneración de la capacidad firme de respaldo (carga por confiabilidad) frente al costo operativo real de las plantas de respaldo.
- Se considera pertinente revisar la incidencia de los cargos regulatorios de agua y de Ley 99 sobre el costo operativo hidroeléctrico y su traslado a la tarifa.
- Adicionalmente se sugiere revisar los mecanismos de traslado del costo de combustible y las condiciones de suministro de gas y carbón para la generación térmica de base, por su efecto sobre la disponibilidad y la confiabilidad.



Superservicios

