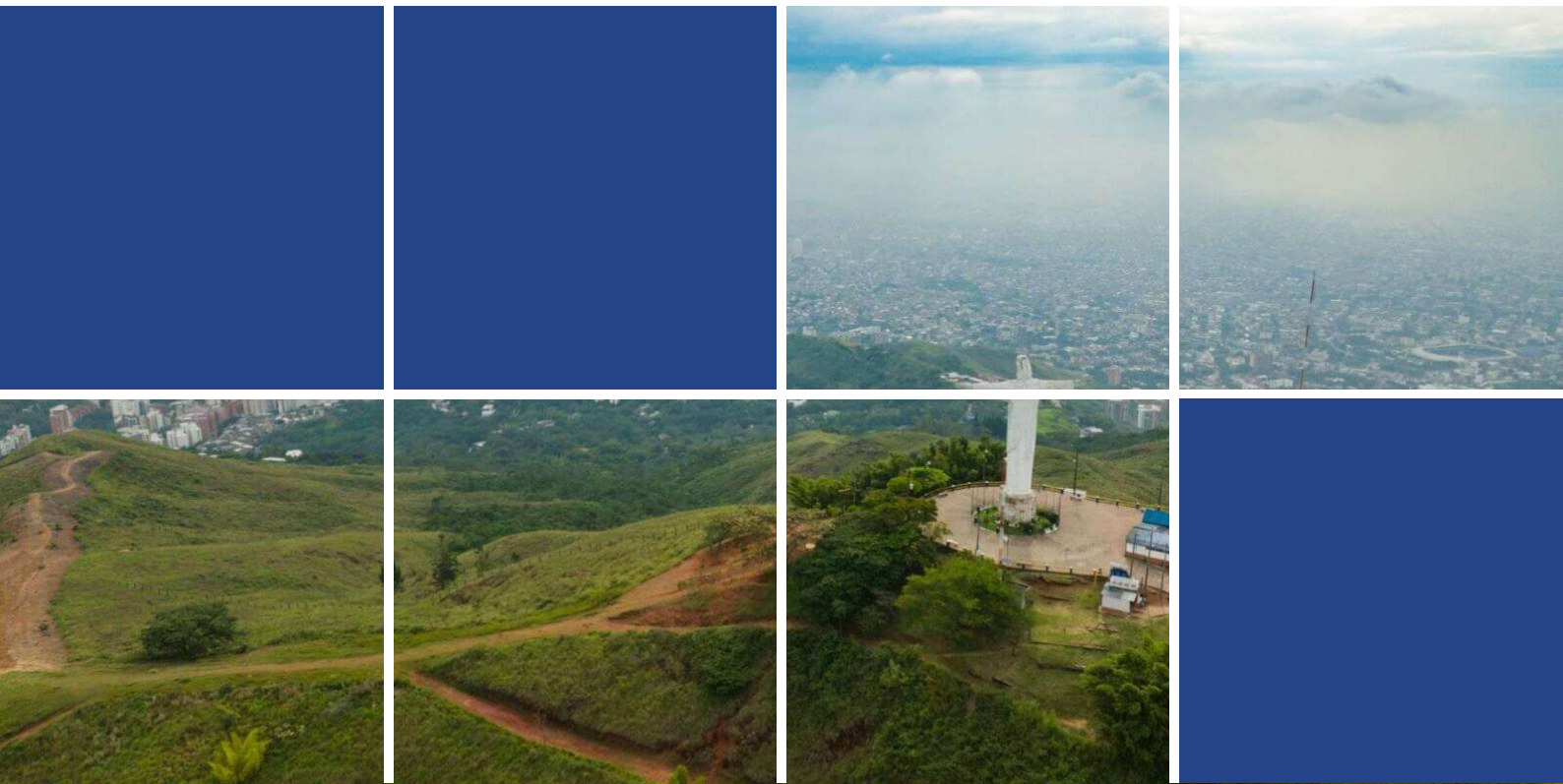


Elaboración de estudios de dimensionamiento y proyección sobre el uso de energías renovables y circularidad en el Valle del Cauca

Informe final de resultados del producto 2.1



Elaborado para:

Consultoría:

Elaboración de estudios de dimensionamiento y proyección sobre el uso de energías renovables y circularidad en el Valle del Cauca

Ciente:

Invest Pacific

Dirección: Cl. 3 #9-08, Cali, Valle del Cauca

Teléfono: +57 602 893 7882

www.investpacific.org

Elaborado por:

DEUMAN

Dirección: Av. Príncipe de Gales 5921 Of. 1310, La Reina, Santiago, Chile

Teléfono: +56 2 32247478

www.deuman.com

Dato de contacto:

Luis Costa

lcosta@deuman.com

Mariana Ruiz Fajardo

mrui@deuman.com

Lugar y fecha de presentación:

Bogotá, 3 de julio de 2026

Índice

Índice.....	2
Índice de tablas.....	4
Índice de figuras	5
Siglas y acrónimos.....	6
1. Marco conceptual	7
2. Marco normativo y señales de política pública	9
3. Metodología	11
3.1. Caracterización del tejido empresarial y análisis de la evolución empresarial	11
3.1.2. Evolución empresarial y tendencia estimada	13
3.2. Caracterización de la demanda energética histórica.....	17
3.2.1. Demanda eléctrica.....	17
3.2.2. Demanda térmica.....	19
3.3. Desarrollo de los modelos de proyección de demanda BAU	22
3.3.1. Proyección de la demanda eléctrica	23
3.3.2. Proyección de la demanda térmica	24
3.4. Identificación de variables clave	24
3.5. Definición de escenarios alternativos	29
3.5.1. Escenarios alternativos de demanda eléctrica	29
3.5.2. Escenarios alternativos de demanda térmica	31
3.6. Metodología de análisis de sensibilidad	31
3.7. Impacto de las políticas energéticas en la demanda proyectada.....	33
3.8. Medición de empleo y estimación de costos de inversión	33
4. Resultados de modelos de proyección de demanda.....	35
4.1. Modelo de proyección de demanda eléctrica (Escenario BAU).....	35
4.2. Modelo de proyección de la demanda térmica (Escenario BAU).....	36
5. Análisis de escenarios alternativos.....	42
5.1. Escenarios alternativos de demanda eléctrica.....	42
5.2. Escenarios alternativos de demanda térmica.....	43
6. Resultados del análisis de sensibilidad	46
6.1. Sensibilidad de la demanda eléctrica	46
6.2. Sensibilidad de la demanda térmica	48
6.3. Lectura de actividades industriales estratégicas en el análisis de sensibilidad	49

7.	Impacto de las políticas energéticas en la demanda proyectada.....	52
7.1.	Análisis histórico del impacto de políticas sobre la demanda observada	54
7.2.	Mecanismos de incidencia sobre la demanda proyectada.....	55
8.	Medición de empleo y estimación de costos de inversión.....	57
8.1.	Estimación preliminar de costos de inversión	57
8.2.	Estimación preliminar de empleo asociado.....	59
8.3.	Implicancias para la demanda proyectada.....	59
9.	Conclusiones.....	62
10.	Recomendaciones	64
	Referencias bibliográficas	66

Índice de tablas

Tabla 1. Empresas existentes en la jurisdicción de la CCC 1986-1991 13

Tabla 2. Cuantificación de variables críticas del análisis de sensibilidad 32

Tabla 3. Resultados del escenario BAU de la demanda eléctrica a corto, mediano y largo plazo..... 35

Tabla 4. Resultados del escenario BAU de la demanda térmica a corto, mediano y largo plazo..... 40

Tabla 5. Resultados de la proyección del consumo de energía eléctrica en Valle del Cauca al corto, mediano y largo plazo 42

Tabla 6. Resultados de la proyección del consumo de gas natural del sector industrial en Valle del Cauca al corto, mediano y largo plazo 44

Tabla 7. Sensibilidad de la demanda eléctrica por variable crítica 46

Tabla 8. Sensibilidad de la demanda térmica por variable crítica 48

Tabla 9. Vinculación entre actividades industriales estratégicas y variables críticas de demanda energética 50

Tabla 10. Principales normativas relacionadas a demanda de energía eléctrica 52

Tabla 11. Comparación del crecimiento del PBI y la demanda de energía eléctrica en Colombia (2014-2024)..... 54

Tabla 12. Comparación del crecimiento del PBI y la demanda de energía eléctrica en Valle del Cauca (2015-2023)..... 55

Tabla 13. Síntesis de la estimación preliminar de costos de inversión en infraestructura energética habilitante..... 58

Tabla 14. Síntesis de la estimación preliminar de empleos asociados a infraestructura energética habilitante..... 59

Índice de figuras

Figura 1. Pasos metodológicos fase 1 11

Figura 2. Distribución de las empresas en la jurisdicción de la CCC, por tamaño..... 12

Figura 3. Variación del stock de empresas en la jurisdicción de la Cámara de Comercio de Cali..... 14

Figura 4. Evolución de la demanda nacional de energía eléctrica, por mercado (MR-MNR) (GWh) 18

Figura 5. Evolución de la demanda de energía eléctrica en el Valle del Cauca (2010-2025) 19

Figura 6. Participación de los sectores en el consumo de gas natural en Colombia, 2025..... 20

Figura 7. Evolución histórica de la demanda de gas natural industrial y del PIB industrial 21

Figura 8. Participación regional de la demanda de gas natural industrial, 2023 21

Figura 9. Evolución histórica de la demanda de gas natural de la región Suroccidente (2010-2025) 22

Figura 10. Relación entre variables y la demanda energética 25

Figura 11. Demanda eléctrica proyectada para el Valle del Cauca 2024-2050 36

Figura 12. Distribución regional de la demanda de gas natural 37

Figura 13. Proyección de demanda energética térmica mensual de GN de los 7 nodos en el Valle del Cauca (2024-2040)..... 38

Figura 14. Proyección de demanda energética térmica anual de GN de los 7 nodos en el Valle del Cauca (2024-2040)..... 38

Figura 15. Proyección de demanda energética térmica anual de GN total del Valle del Cauca (2024-2040)..... 39

Figura 16. Demanda térmica proyectada para el Valle del Cauca 2024-2050 40

Figura 17. Proyección de Consumo de energía eléctrica en Valle del Cauca (2026-2050) 42

Figura 18. Proyección del consumo de gas natural del sector industrial en Valle del Cauca (2024-2050) 44

Siglas y acrónimos

SIN	Sistema Interconectado Nacional
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
DANE	Departamento Nacional de Estadística
PIB	Producto Interno Bruto
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
CCC	Cámara de Comercio de Cali
GBTUD	Giga BTU (British Thermal Unit) por día
SNT	Sistema Nacional de Transporte
BAU	Business As Usual
PROURE	Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
MR	Mercado regulado
MNR	Mercado no regulado
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social

1. Marco conceptual

Esta sección busca establecer un marco de referencia común que facilite la lectura técnica del documento y la interpretación de los términos empleados en los distintos análisis de demanda eléctrica y térmica.

- **Demanda eléctrica y demanda térmica**

La demanda eléctrica corresponde al consumo de energía eléctrica registrado por los usuarios finales, mientras que la demanda térmica se refiere al consumo de energía utilizada para generar calor o vapor en procesos productivos, principalmente a través de gas natural. Ambas constituyen los dos componentes centrales del análisis de dimensionamiento energético desarrollado en este estudio.

- **Mercado regulado (MR) y mercado no regulado (MNR)**

En Colombia, la demanda eléctrica se clasifica según el tipo de usuario. El mercado regulado agrupa principalmente a usuarios residenciales y pequeños consumidores, mientras que el mercado no regulado corresponde a grandes usuarios industriales y comerciales, los cuales presentan mayor sensibilidad a los ciclos de actividad económica.

- **Sistema Interconectado Nacional (SIN) y áreas operativas**

El SIN corresponde a la red de generación, transmisión y distribución eléctrica del país, organizada en áreas operativas (Caribe, Oriente, Suroccidente, Antioquia, Nordeste, entre otras). El Valle del Cauca forma parte del área Suroccidente, lo que constituye la base para la regionalización de las proyecciones de demanda eléctrica desarrolladas en este informe.

- **Escenario Business As Usual (BAU)**

El escenario BAU representa la trayectoria de demanda energética que resultaría de la continuidad de las tendencias económicas, demográficas y productivas actuales, sin la incorporación de cambios estructurales o disruptivos. Constituye la línea base sobre la cual se construyen y comparan los escenarios alternativos.

- **Variables explicativas o variables críticas**

Corresponden a los factores con capacidad de modificar estructuralmente la trayectoria BAU de demanda: electrificación de procesos productivos, generación distribuida y autogeneración, eficiencia energética, movilidad eléctrica, y precios de la energía eléctrica y térmica.

- **Escenarios alternativos**

Son trayectorias de demanda construidas a partir de combinaciones específicas de variables explicativas, que permiten estimar posibles desviaciones respecto al escenario BAU bajo distintos supuestos de transformación tecnológica y productiva.

- **Análisis de sensibilidad**

Es el ejercicio metodológico mediante el cual se evalúa, de forma individual, el efecto de cada variable crítica sobre la demanda proyectada, bajo tres niveles de intensidad (bajo, medio y alto), manteniendo constantes los demás supuestos del modelo.

- **Unidades de medida**

A lo largo del informe se utilizan GWh (gigavatios-hora) para demanda eléctrica, GBTUD (giga BTU por día) para demanda térmica de gas natural, y PJ (petajulios) como unidad de energía equivalente para la comparación conjunta de ambos vectores energéticos.

2. Marco normativo y señales de política pública

Colombia ha consolidado, desde 2010, un marco normativo orientado a promover fuentes no convencionales de energía renovable, eficiencia energética, movilidad eléctrica, hidrógeno y nuevos esquemas de participación del usuario en el sistema energético. Este marco constituye el contexto institucional sobre el cual se evalúa, en secciones posteriores de este informe, en qué medida la política pública puede acelerar, moderar o viabilizar los cambios representados en los escenarios alternativos y en el análisis de sensibilidad de la demanda energética del Valle del Cauca.

A continuación, se presentan los principales instrumentos normativos, regulatorios y de planificación con incidencia, directa o indirecta, sobre las variables de demanda identificadas para el departamento:

- **Ley 1715 de 2014 – Regula la integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) al Sistema Energético Nacional**

Busca promover el desarrollo sostenible, la reducción de emisiones y la eficiencia energética a través de incentivos tributarios para inversiones en energías renovables (solar, eólica, biomasa) y gestión eficiente de la energía. Incentiva FNCER, eficiencia energética y autogeneración, pudiendo reducir la demanda neta de red y habilitar la sustitución de fuentes convencionales.

- **Plan Energético Nacional (2015)**

Hoja de ruta estratégica a 30 años que busca alcanzar la carbono neutralidad para 2050 mediante una transición energética justa, la diversificación de la matriz con fuentes renovables, el impulso a la eficiencia energética y la descarbonización de la economía. Orienta la planificación de largo plazo, identifica trayectorias tecnológicas y reduce incertidumbre para decisiones de inversión energética.

- **Plan de Electrificación Rural (2018)**

Instrumento estratégico que busca cerrar la brecha de cobertura eléctrica en zonas rurales y apartadas mediante la extensión de redes y soluciones aisladas, priorizando energías renovables. Su efecto sobre la demanda industrial urbana es indirecto, aunque amplía cobertura y acceso en zonas no interconectadas o con restricciones.

- **Ley 1964 de 2019**

Promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia mediante incentivos tributarios, descuentos en el SOAT y la revisión técnico-mecánica, además de metas de infraestructura de carga y cuotas mínimas de vehículos sostenibles en la contratación pública. Incrementa la demanda eléctrica asociada a movilidad y reduce el consumo de combustibles líquidos.

- **Ley 2099 de 2021**

Conocida como la Ley de Transición Energética, moderniza el sector para incentivar la utilización de fuentes no convencionales, reconociendo oficialmente el hidrógeno verde y azul como energías limpias y fortaleciendo los incentivos tributarios para proyectos renovables. Habilita electrificación, autogeneración e inversión en nuevas tecnologías.

- **Resolución CREG 174 de 2021 – Autogeneración a pequeña escala y generación distribuida**

Esta resolución establece el marco regulatorio para la autogeneración a pequeña escala (AGPE) y la generación distribuida en Colombia, definiendo las condiciones técnicas y comerciales para la conexión

de usuarios que generan su propia energía, principalmente a partir de fuentes renovables como la solar fotovoltaica. Asimismo, regula aspectos como la medición bidireccional, la entrega de excedentes a la red y los esquemas de compensación.

- **Hoja de Ruta del Hidrógeno (2021)**

La Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia define la estrategia nacional para el desarrollo de este vector energético, con énfasis en la producción de hidrógeno verde a partir de fuentes renovables. El documento establece metas, oportunidades de mercado, requerimientos de infraestructura y lineamientos para el desarrollo de proyectos asociados al hidrógeno en el país.

- **PROURE / PAI de eficiencia energética (2022)**

Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía que determina metas de ahorro energético sectoriales y las acciones de eficiencia para alcanzarlas. Reduce el consumo específico eléctrico y térmico en industria, edificaciones y transporte.

- **CONPES 4075 de 2022 – Política de Transición Energética**

Establece cuatro ejes estratégicos que buscan incrementar la seguridad energética; incentivar el conocimiento y la innovación en transición energética; generar mayor competitividad y desarrollo económico desde el sector energético, y desarrollar un sistema energético con bajas emisiones de GEI para disminuir las afectaciones al cambio climático. Para lo anterior, se han planteado líneas de acción dirigidas a incrementar la eficiencia energética; avanzar en el cierre de brechas de capital humano y el diseño de cualificaciones para el despliegue de la transición; estructurar la aplicación de nuevas tecnologías en el sector minero energético; desarrollar iniciativas para incrementar la cobertura del servicio de energía eléctrica; implementar medidas de digitalización, fiscalización, y gestión de la información del sector minero-energético, y definir lineamientos para el ascenso tecnológico en diferentes modos de transporte, entre otras más.

- **Ley 2294 de 2023**

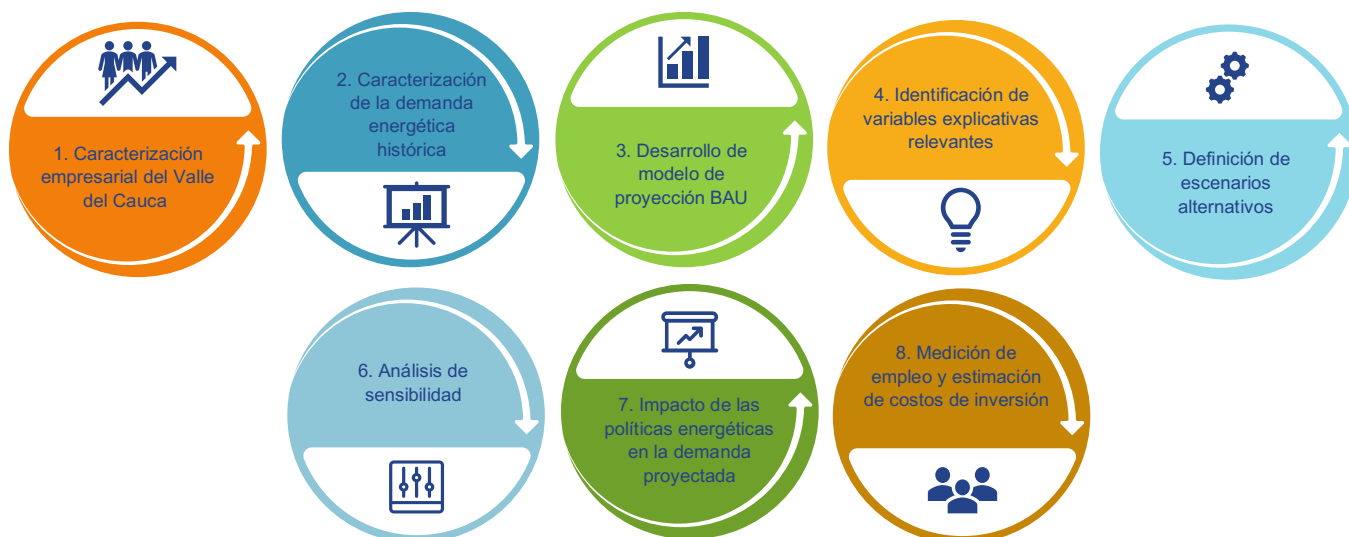
Expide el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, el cual prioriza la transformación productiva y la acción climática mediante la creación de las Comunidades Energéticas, el impulso al hidrógeno verde y azul, y el fortalecimiento de la eficiencia energética en edificios públicos. Habilita nuevos modelos de generación, consumo y gestión local de energía.

En conjunto, el marco normativo analizado configura un entorno de política pública que incide sobre la demanda energética a través de múltiples mecanismos. Por un lado, promueve la incorporación de fuentes renovables, la autogeneración y la eficiencia energética, lo que tiende a reducir la demanda neta de energía proveniente de fuentes convencionales. Por otro lado, impulsa procesos de electrificación, movilidad eléctrica y el desarrollo de nuevas industrias energéticas, lo que puede incrementar la demanda eléctrica en el mediano y largo plazo.

3. Metodología

La estimación y proyección de la demanda energética se desarrolla a partir de un enfoque escalonado que considera:

Figura 1. Pasos metodológicos fase 1



Fuente: Elaboración propia

3.1. Caracterización del tejido empresarial y análisis de la evolución empresarial

Como punto de partida, se realiza una caracterización del tejido empresarial del Valle del Cauca, con énfasis en el sector industrial y aquellos rubros con mayor relevancia energética. Para ello, se utilizaron registros empresariales oficiales como reportes de la Cámara de Comercio de Cali y estadísticas económicas del DANE, lo que permitió identificar la estructura productiva departamental, la distribución sectorial de las empresas y su evolución en el tiempo.

A partir de ello, se analizó la evolución histórica del número de empresas y su relación con el crecimiento económico departamental. Este análisis permitió identificar tendencias estructurales de crecimiento, los cuales serán considerados como insumos para la definición de supuesto de crecimiento de la actividad industrial en los diferentes escenarios y horizontes temporales.

El tejido empresarial de la jurisdicción de la Cámara de Comercio de Cali (Cali, Dagua, Jamundí, La Cumbre, Vijes y Yumbo) constituye el motor productivo del Suroccidente colombiano. Hasta el 2023, la región presenta una estructura diversificada que no depende del sector minero-energético, lo que le otorga una mayor resiliencia ante fluctuaciones de precios externos [1].

A. Composición por sectores

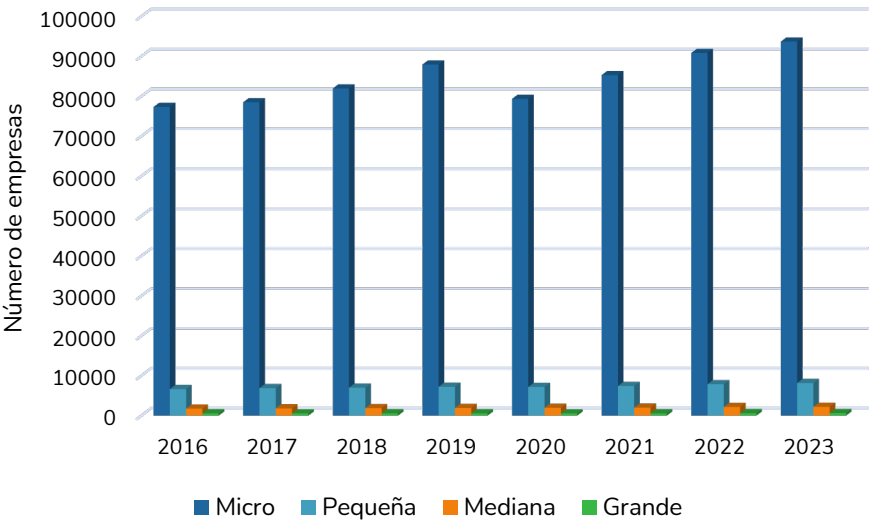
El sector Comercio lidera el stock empresarial con 40.135 empresas, seguido de la Industria Manufacturera con 12.420 empresas y los Servicios de comida y alojamiento con 8.971. Estos tres sectores representan los mayores núcleos de demanda energética en la región.

Otros sectores con potencial incidencia en la demanda energética, considerando su representatividad en el tejido empresarial de la jurisdicción, incluyen la construcción, el transporte y almacenamiento y las actividades agroindustriales, que presentan dinámicas diferencias en términos de crecimiento y localización territorial.

B. Distribución por tamaño

El aparato productivo está compuesto mayoritariamente por microempresas (89.5%), seguidas de pequeñas empresas (8,175 unidades) y un segmento consolidado de 2,207 medianas y 640 grandes empresas. Estas últimas, aunque son menores en número, concentran el mayor volumen de consumo energético y térmico empresarial. En 2023, las empresas medianas y grandes presentaron crecimientos anuales del 1,7% y 2,9%, respectivamente, resultando en un incremento relevante desde la perspectiva de demanda energética.

Figura 2. Distribución de las empresas en la jurisdicción de la CCC, por tamaño



Fuente: Elaboración propia en base a la Cámara de Comercio de Cali, 2024 [1]

C. Actividades estratégicas: Clúster Hábitat Urbano

El tejido industrial de la región se ve impulsado por el dinamismo del clúster de Hábitat Urbano (construcción y actividades inmobiliarias), cuya relevancia trasciende el ámbito local al aportar el 10,9% del PIB departamental y el 1,0% del PIB nacional. Dado su peso económico, este sector actúa como un indicador temprano y crítico para la planificación de la demanda futura en infraestructura y servicios públicos.

Históricamente, el clúster de construcción ha sido un motor fundamental en la generación de empleo y el crecimiento económico, tanto en Colombia como en el Valle del Cauca. En consecuencia, la solidez y alta tasa de supervivencia de estas empresas las posiciona como aliadas estratégicas para garantizar la viabilidad y ejecución de nuevos proyectos de infraestructura energética a largo plazo.

3.1.2. Evolución empresarial y tendencia estimada

Para comprender la trayectoria del desarrollo industrial en la región, es necesario analizar el crecimiento del tejido empresarial desde una perspectiva histórica. Esta evolución permite identificar patrones de expansión que fundamentan las proyecciones de demanda energética a largo plazo.

En una primera etapa, se examinó el comportamiento de las empresas a finales del siglo XX, utilizando como fuente el “Anuario estadístico del Valle del Cauca 1990-1991” de la Biblioteca Virtual del DANE [7]. Los datos obtenidos para el área de jurisdicción de la Cámara de Comercio de Cali entre 1986 y 1991 (ver Tabla 1) reflejan una fase de consolidación temprana, donde el número de empresas activas presentaba fluctuaciones propias de la dinámica económica de la época, logrando un pico de 42.009 empresas en 1990.

Tabla 1. Empresas existentes en la jurisdicción de la CCC 1986-1991

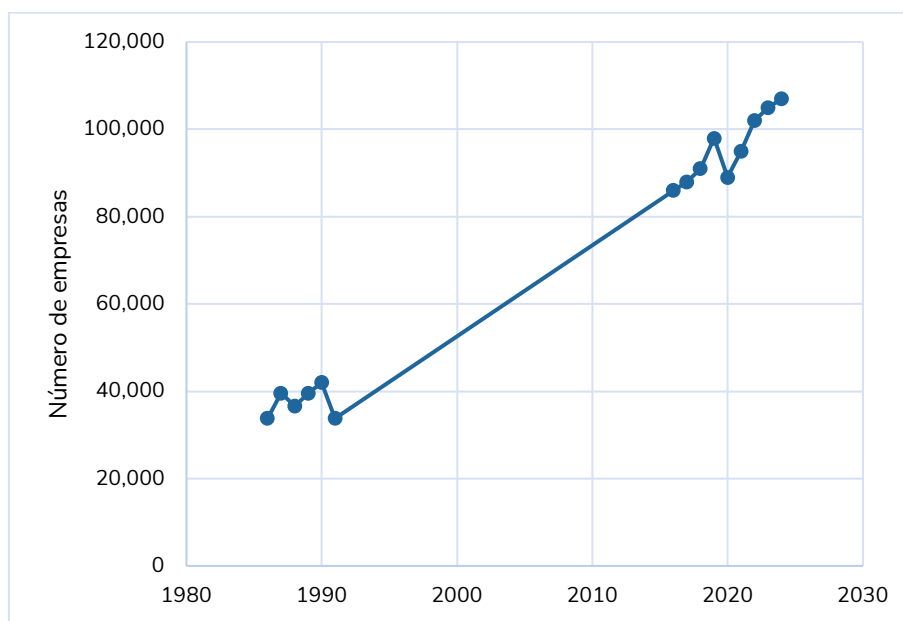
Años	Empresas al día
1986	33.781
1987	39.629
1988	36.624
1989	39.558
1990	42.009
1991	33.781

Fuente: DANE [2]

Esta base histórica sirve como punto de comparación para dimensionar la transformación productiva de las últimas décadas. Al contrastar estas cifras con el “Estudio Económico de la Cámara de Comercio de Cali (2023)” [1], se evidencia un salto cuantitativo y cualitativo en el aparato productivo regional. Mientras que a inicios de los 90 el stock rondaba las 40.000 unidades, para el periodo 2016-2023 la escala empresarial se ha multiplicado significativamente, alcanzando un pico de 104.726 empresas.

Este crecimiento sostenido, que se detalla en la Figura 3, no solo demuestra la resiliencia del Valle del Cauca frente a ciclos económicos globales, sino que representa el principal motor de la demanda proyectada de energía eléctrica y térmica para los próximos años.

Figura 3. Variación del stock de empresas en la jurisdicción de la Cámara de Comercio de Cali



Fuente: Elaboración propia en base a la Cámara de Comercio de Cali [1]

A. Proyección de actividades industriales estratégicas

Se identifican cuatro grupos de actividades estratégicas con capacidad de modificar la trayectoria futura de la demanda energética del departamento, estas incluyen la producción de combustibles sostenibles de aviación (SAF), actividades productivas relacionadas con química verde y derivados del bioetanol, producción de hidrógeno verde y derivados e instalación de infraestructura digital intensiva en electricidad, particularmente centros de datos y servicios tecnológicos avanzados. Los anteriores, no se consideran como proyectos confirmados para efectos del modelo base, sino como actividades prospectivas de crecimiento industrial que podrían dinamizar los escenarios de demanda, especialmente aquellos asociados a electrificación, sustitución tecnológica, mayor intensidad energética industrial y atracción de nuevas inversiones.

A continuación, se detalla el potencial identificado de llegada de estas actividades al Valle del Cauca.

- **Combustibles de aviación (SAF):** La producción de combustibles sostenibles de aviación representa una de las apuestas de mayor relevancia estratégica para Valle Verde, tanto por su alineación con los procesos globales de descarbonización del transporte aéreo como por la disponibilidad regional de biomasa y bioetanol. El Valle del Cauca es la primera región de Colombia en contar con un estudio de prefactibilidad para impulsar una planta de SAF en el cual son analizadas variables como disponibilidad de materias primas, ruta tecnológica, actores de la cadena de valor y condiciones de rentabilidad del proyecto [3].

Desde el punto de vista energético, una planta de SAF tendría una incidencia relevante sobre la demanda térmica y eléctrica regional. Dependiendo de la ruta tecnológica seleccionada, por ejemplo, rutas basadas en alcohol-to-jet, biomasa o integración futura con hidrógeno verde, el proyecto podría requerir calor de proceso, vapor, electricidad para equipos auxiliares, compresión, separación, tratamiento de insumos y sistemas de control industrial [7], [4]. Por

ello, esta actividad debe considerarse como una demanda industrial de intensidad media-alta a alta, con mayor probabilidad de materialización en el mediano y largo plazo.

- **Química verde, bio-óxido de etileno y surfactantes:** La química verde constituye una segunda línea estratégica de transformación industrial para el Valle del Cauca. El posicionamiento regional se apalanca en la disponibilidad de materias primas agroindustriales, la base manufacturera existente, la industria de alimentos, belleza, cuidado personal y plásticos, así como en la disponibilidad de bioetanol derivado de la caña de azúcar [5].

Desde el punto de vista energético, la química verde debe analizarse bajo una doble lectura. Por un lado, la instalación de nuevas plantas químicas en el territorio generaría una demanda adicional de electricidad y calor industrial asociada a bombeo, separación, reacción, destilación, compresión, refrigeración, instrumentación y control de procesos. Por otro lado, frente a rutas petroquímicas tradicionales, la química verde puede reducir la intensidad energética y ambiental de la producción química mediante procesos más eficientes, menor uso de solventes, menor generación de residuos e incorporación de materias primas renovables [6].

En este sentido, para efectos del análisis de la industria sobre la demanda energética local, la química verde no debe ser considerada como una carga industrial homogéneamente más intensiva que la petroquímica tradicional. Más bien, debe interpretarse como una nueva carga industrial de intensidad media, con potencial de demanda térmica y eléctrica, pero con menor intensidad energética relativa por tonelada producida cuando incorpora mejores tecnologías disponibles, rutas bio-basadas, integración energética y principios de eficiencia de proceso.

- **Hidrógeno verde:** El hidrógeno verde constituye una de las actividades con mayor potencial de transformar la estructura energética de largo plazo en el departamento. A diferencia de otras actividades industriales, su producción mediante electrólisis utiliza la electricidad renovable como principal insumo productivo. En este sentido, el desarrollo de un hub de hidrógeno verde no solo implica la instalación de electrolizadores, sino también el despliegue de infraestructura asociada, como generación renovable dedicada, almacenamiento, transmisión, tratamiento de agua, compresión y producción de derivados como amoníaco, metanol o combustibles sintéticos [7], [8], [8].

El estudio *Identificación de Hubs de H2 Verde en Colombia*, desarrollado en el marco del International PtX Hub y la cooperación alemana, identifica al Valle del Cauca como uno de los hubs potenciales para el desarrollo de hidrógeno verde en Colombia [9]. El análisis se estructuró considerando criterios de oferta de hidrógeno, demanda local, infraestructura de almacenamiento y transporte, y condiciones regulatorias y de fomento. Para el caso específico del Valle del Cauca, el estudio señala que el hub regional aprovecha recursos renovables, incluyendo biomasa residual de cultivos de caña de azúcar, y que su ubicación en Yumbo, una zona industrial importante, permitiría potenciar demanda local por hidrógeno verde y derivados como el metanol, además de contar con infraestructura adecuada.

En cuanto a su relación con el modelo de demanda, es importante señalar que, si bien la producción de hidrógeno verde puede implicar consumos eléctricos significativos, estos se asocian típicamente a esquemas de generación renovable dedicada o sistemas energéticos

aislados, por lo que no necesariamente se traducen en incrementos directos de la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En este sentido, la referencia al hidrógeno verde en el presente documento se limita a una consideración conceptual de su posible desarrollo en el territorio, particularmente en las etapas de producción y almacenamiento (electrólisis, compresión y almacenamiento), sin incorporar de manera explícita su cuantificación dentro del modelo de demanda.

No obstante, de materializarse, el hidrógeno verde podría habilitar diversas aplicaciones industriales en el Valle del Cauca, principalmente asociadas a la producción de insumos como amoníaco o metanol, los cuales presentan mayor viabilidad técnica y económica para su manejo y transporte. En contraste, el uso directo del hidrógeno como vector energético enfrenta actualmente limitaciones asociadas a los altos costos de almacenamiento y transporte, lo que restringe su adopción a gran escala en aplicaciones industriales distribuidas. En este sentido, su impacto se interpreta principalmente como un factor de transformación estructural del sistema energético e industrial del territorio, más que como un componente directo de la demanda proyectada en el escenario base.

- **Infraestructura digital y servicios tecnológicos avanzados:** De manera complementaria, el posicionamiento del Valle del Cauca en servicios tecnológicos avanzados introduce una señal relevante de transformación del ecosistema productivo regional. En esta línea, la narrativa Cali Home4Tech busca posicionar a Cali como un referente tecnológico, apalancado en infraestructura como zonas francas especializadas en servicios [10]. Este posicionamiento también se refleja en la llegada de infraestructura digital especializada como es la entrada en operación de Etix Everywhere, como parte de una estrategia de clúster regional y hub de operaciones en América Latina [11].

Si bien este tipo de actividades no corresponde al núcleo manufacturero tradicional de Valle Verde, sí evidencia una diversificación del perfil productivo hacia servicios intensivos en tecnología, conectividad y confiabilidad eléctrica. Por tanto, su relevancia dentro del análisis prospectivo radica en que refuerza la lectura de un Valle del Cauca con mayor sofisticación productiva, donde la infraestructura digital puede actuar como habilitador transversal para industrias, servicios empresariales, analítica de datos, inteligencia artificial y operaciones tecnológicas avanzadas.

Desde una perspectiva energética general, los centros de datos son cargas eléctricas continuas, con altos requerimientos de confiabilidad, respaldo, calidad de energía y sistemas de refrigeración. A diferencia de otras cargas industriales, operan de manera ininterrumpida (24/7) y presentan una muy baja tolerancia a interrupciones. Bajo referencias internacionales, un data center tradicional puede demandar entre 10 MW y 25 MW, mientras que instalaciones de tipo hyperscale, particularmente aquellas asociadas a inteligencia artificial, pueden superar los 100 MW de capacidad instalada [12], [13], [14]. En términos energéticos, un data center de 20 MW operando continuamente puede consumir del orden de 175 GWh/año, mientras que uno de 100 MW podría alcanzar consumos cercanos a 876 GWh/año.

A escala global, la Agencia Internacional de Energía estima que el consumo eléctrico de los centros de datos podría duplicarse hacia 2030, alcanzando alrededor de 945 TWh, impulsado principalmente por el crecimiento de la inteligencia artificial y los servicios digitales [15].

Para el caso específico del Valle del Cauca, estas características técnicas tienen implicaciones directas sobre el diseño de la infraestructura de conexión, en caso de materializarse un proyecto de este tipo, y al tratarse de una carga de alta densidad y operación continua, un centro de datos requeriría analizar los siguientes aspectos de diseño: (i) suministro continuo, idealmente desde dos circuitos o subestaciones independientes para garantizar redundancia N+1 ante mantenimientos o fallas; (ii) capacidad de transformación y calidad de energía acorde a cargas críticas, con menor tolerancia a variaciones de tensión que la industria convencional; y (iii) evaluación temprana de capacidad disponible en el punto de conexión. Por ejemplo, en el caso de un proyecto hyperscale (más de 100 MW), se podría superar la capacidad firme de un único circuito de subtransmisión típico de la región. Estos requerimientos deberían incorporarse como criterios de diseño en la etapa de factibilidad de cualquier proyecto de este tipo, más que como una carga cuantificada dentro del escenario base.

3.2. Caracterización de la demanda energética histórica

En la presente sección se presenta la caracterización cuantitativa del consumo energético actual, diferenciando entre demanda eléctrica y térmica.

3.2.1. Demanda eléctrica

La caracterización de la demanda eléctrica se fundamenta en el análisis de series históricas de consumo a nivel nacional y regional, utilizando como fuente principal los registros de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y XM. Con esta información se evaluó la evolución temporal del consumo, identificando tendencias recientes de crecimiento, estabilidad o cambios en la pendiente de la demanda, así como posibles rupturas asociadas a condiciones macroeconómicas o sectoriales.

Para aterrizar el análisis a escala departamental, se examinó la demanda histórica del Valle del Cauca según lo reportado por XM, haciéndose un análisis de la evolución histórica desde 2010. Con estos datos, la caracterización realizada buscó generar el respaldo analítico para definir la línea base de consumo eléctrico del Valle del Cauca e identificar algunas variables explicativas de la demanda histórica para la posterior estructuración del modelo de proyección BAU, asegurando coherencia entre el patrón histórico observado y la proyección de demanda de largo plazo.

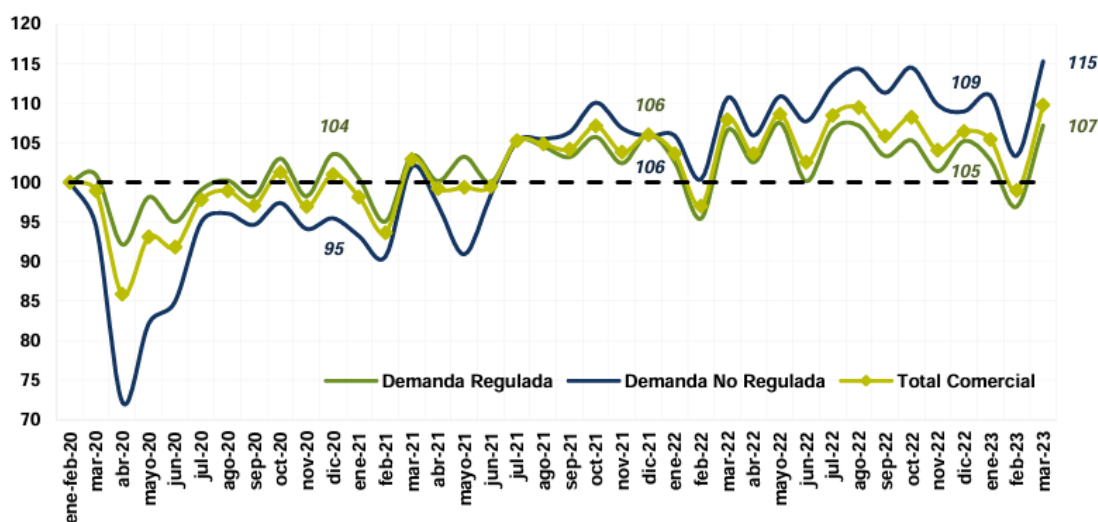
A. Contexto nacional

La demanda de energía eléctrica en Colombia se clasifica en mercado regulado (MR) y mercado no regulado (MNR), diferenciación que resulta fundamental para el presente estudio dado su enfoque en el desarrollo industrial. Mientras el mercado regulado agrupa principalmente usuarios residenciales y pequeños consumidores, el mercado no regulado corresponde a grandes usuarios industriales y comerciales, los cuales presentan una mayor sensibilidad a los ciclos de actividad económica.

Durante el año 2020, como consecuencia de la contracción económica asociada a la pandemia, la demanda total registró una disminución significativa que afectó principalmente al sector industrial. En dicho periodo, la demanda del MNR, presentó una contracción anual cercana al -6,4%, reflejando su alta exposición a los ritmos productivos. No obstante, a partir de 2021, en la Figura 4 se observa una

recuperación marcada del MNR, con crecimientos del orden del 9,5% en 2021 y 8,3% en 2022, consolidando a la demanda no regulada como el principal motor del crecimiento eléctrico en contextos de expansión [10].

Figura 4. Evolución de la demanda nacional de energía eléctrica, por mercado (MR-MNR) (GWh)



Fuente: UPME, 2023

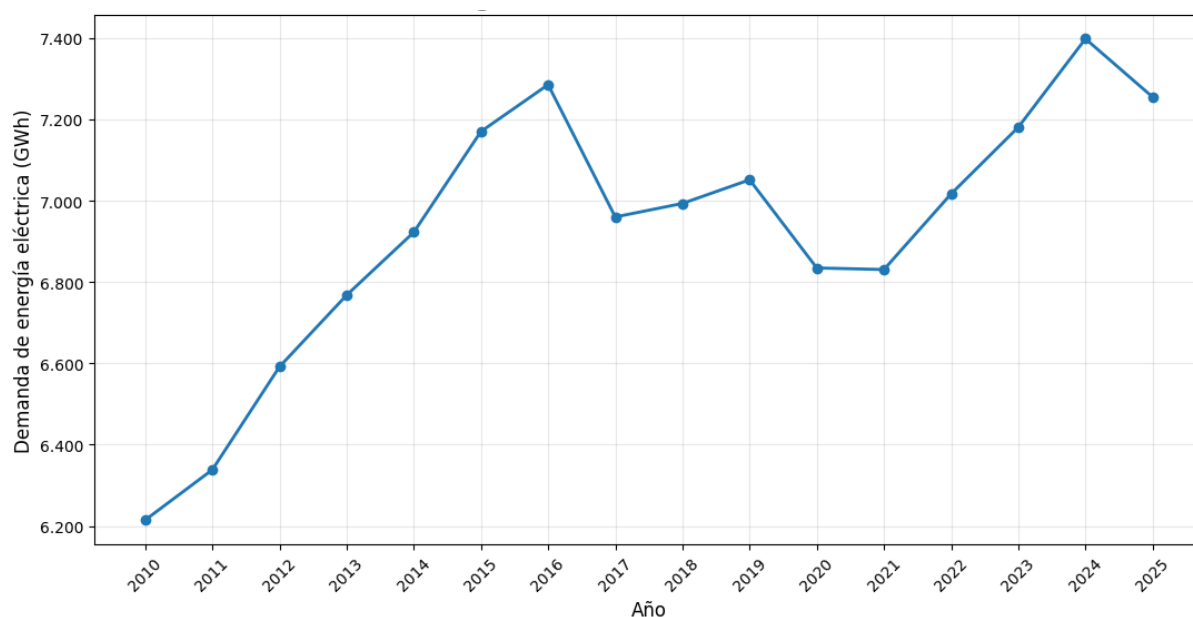
B. Contexto departamental

Entre 2010 y 2025, la demanda de energía eléctrica del Valle del Cauca muestra una tendencia general creciente, aunque con variaciones interanuales relevantes. En términos absolutos, la demanda pasó de 6.214,7 GWh en 2010 a 7.255,0 GWh en 2025, lo que representa un incremento acumulado aproximado de 1.040,3 GWh, equivalente a un crecimiento total de 16,7% en el periodo analizado. Este comportamiento refleja una expansión moderada de la demanda eléctrica departamental en el largo plazo, con una tasa de crecimiento anual compuesta cercana al 1,0%.

Durante el primer tramo de la serie, entre 2010 y 2016, se observa un crecimiento sostenido, pasando de 6.214,7 GWh a 7.285,4 GWh. Este periodo concentra una parte importante del aumento histórico de la demanda, con incrementos anuales positivos en todos los años. Sin embargo, en 2017 se registra una caída significativa hasta 6.960,1 GWh, equivalente a una reducción aproximada de 4,5% respecto al año anterior. Posteriormente, entre 2018 y 2019, la demanda retoma una trayectoria levemente creciente, aunque sin recuperar de inmediato el nivel alcanzado en 2016.

En 2020 y 2021 se evidencia una nueva contracción o estancamiento de la demanda, con valores de 6.834,7 GWh y 6.830,8 GWh, respectivamente. A partir de 2022 se observa una recuperación progresiva, alcanzando 7.016,9 GWh en 2022, 7.180,7 GWh en 2023 y el máximo de la serie en 2024, con 7.398,2 GWh. No obstante, en 2025 la demanda disminuye levemente hasta 7.255,0 GWh, lo que representa una caída aproximada de 1,9% frente a 2024. En conjunto, la serie sugiere que la demanda eléctrica del Valle del Cauca mantiene una tendencia estructural de crecimiento moderado, pero con sensibilidad a cambios coyunturales que generan periodos de ajuste, desaceleración o recuperación.

Figura 5. Evolución de la demanda de energía eléctrica en el Valle del Cauca (2010-2025)



Fuente: Elaboración propia en base a XM

3.2.2. Demanda térmica

La caracterización de la demanda térmica se desarrolló a partir del análisis del consumo de gas natural industrial, utilizado como proxy principal del uso de energía térmica en procesos productivos del Valle del Cauca. Esta aproximación responde a que el gas natural constituye el combustible predominante en aplicaciones industriales de generación de vapor, calentamiento de fluidos y procesos térmicos de media y alta temperatura en el departamento.

Se analizaron series históricas de consumo de gas natural a nivel nacional y regional, utilizando información proveniente de la UPME, más específico el reporte de “Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural (2023-2037)” y las series históricas y de proyección de demanda de gas natural del sector industrial. El análisis permitió identificar tendencias de crecimiento, estabilidad o desaceleración en el consumo industrial.

De manera complementaria, se examinó la relación entre el consumo de gas natural industrial y variables macroeconómicas, particularmente el PIB industrial, con el fin de evaluar la elasticidad histórica del consumo térmico respecto a la actividad productiva. Este ejercicio permitió determinar si el crecimiento económico se traduce proporcionalmente en mayor consumo térmico o si existen indicios de desacople asociados a factores como la variación de los precios del gas, existencia de alternativas tecnológicas, entre otros.

En conjunto, este análisis proporciona el respaldo técnico para la construcción de la línea base térmica (BAU), asegurando coherencia entre la evolución histórica observada, la estructura productiva regional y las proyecciones de consumo industrial de largo plazo.

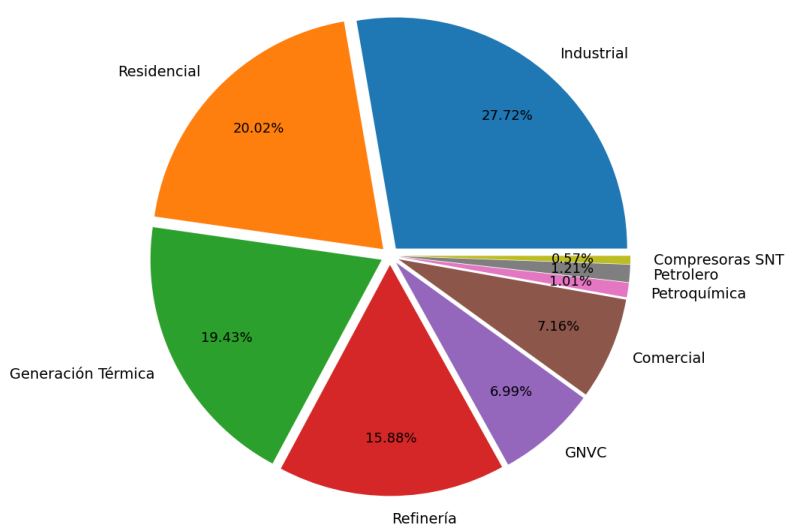
A. Contexto nacional

La demanda de gas natural en Colombia, que sustenta gran parte de las necesidades térmicas del país, presenta una dinámica de crecimiento moderado para las próximas décadas. Según los datos oficiales, el consumo medio de este combustible alcanzó una magnitud de 1.057 GBTUD en el año 2022. Para

el mediano plazo, las proyecciones en el escenario medio estiman que la demanda nacional se elevará a valores promedio de 1.103 GBTUD hacia el año 2032 y continuará su ascenso hasta alcanzar los 1.202 GBTUD para el año 2038. Este comportamiento refleja una tasa de crecimiento promedio anual del 0,4% para la década comprendida entre 2022 y 2032, una cifra significativamente inferior al crecimiento histórico del 1,4% observado entre 2009 y 2022. Este fenómeno se explica en parte por la reducción proyectada en sectores de gran peso como el petrolero y el termoeléctrico hacia 2032, mientras que otros sectores mantendrán tendencias positivas .

Específicamente para el año 2023, el consumo medio de gas natural se estimó en 1.070 GBTUD. La distribución de este consumo, como se aprecia en la Figura 6, evidencia que el sector secundario, compuesto por los segmentos industrial, petrolero-petroquímico y termoeléctrico, es el principal motor térmico del país, representando casi la mitad del consumo total del combustible.

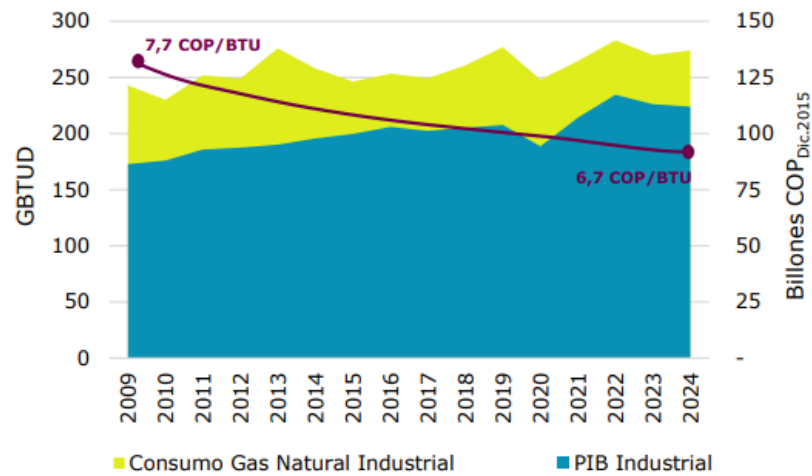
Figura 6. Participación de los sectores en el consumo de gas natural en Colombia, 2025



Fuente: BMC

Dentro de este bloque, el sector industrial propiamente dicho ha mantenido una tendencia neta creciente con una tasa de crecimiento media anual del 0,8% entre 2009 y 2023. Al analizar esta evolución en contraste con el desempeño económico, la Figura 7 revela la relación entre la demanda de gas natural industrial y el PIB industrial, el cual registró un crecimiento del 1,9% en el mismo periodo. Esta comparativa es fundamental para entender la intensidad energética de la industria nacional y cómo la producción manufacturera sigue impulsando los requerimientos térmicos del país.

Figura 7. Evolución histórica de la demanda de gas natural industrial y del PIB industrial



Fuente: UPME [18]

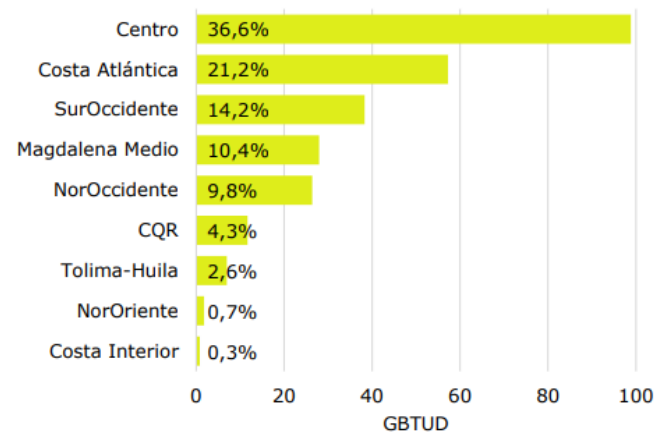
B. Contexto departamental

Dada la ausencia de datos desagregados para Valle del Cauca, se ha optado por una revisión exploratoria de la demanda de gas natural en la región Suroccidente. Esto para mostrar las tendencias históricas de la región, las cuales, grosso modo, pueden servir para extrapolarse a la demanda de gas natural en Valle del Cauca.

Al descender al análisis regional, el área Suroccidente, liderada por el departamento del Valle del Cauca, se consolida como uno de los nodos de mayor relevancia para la planeación energética del país. Según se ilustra en la Figura 8 esta región representa el 14,2% del consumo total de gas natural industrial en Colombia, posicionándose como la tercera zona con mayor demanda en este segmento a nivel nacional. Este dato subraya la importancia de la región como un polo de actividad manufacturera y de procesos térmicos de gran escala [18].

Para el horizonte de planeación 2023-2037, las proyecciones de la UPME indican que el área Suroccidente mantendrá un dinamismo constante. Bajo el escenario medio, se prevé que la región sostendrá un crecimiento mensual promedio en su demanda de energía del 1,30%, lo que representa un consumo proyectado de aproximadamente 1.436 GWh-mes .

Figura 8. Participación regional de la demanda de gas natural industrial, 2023

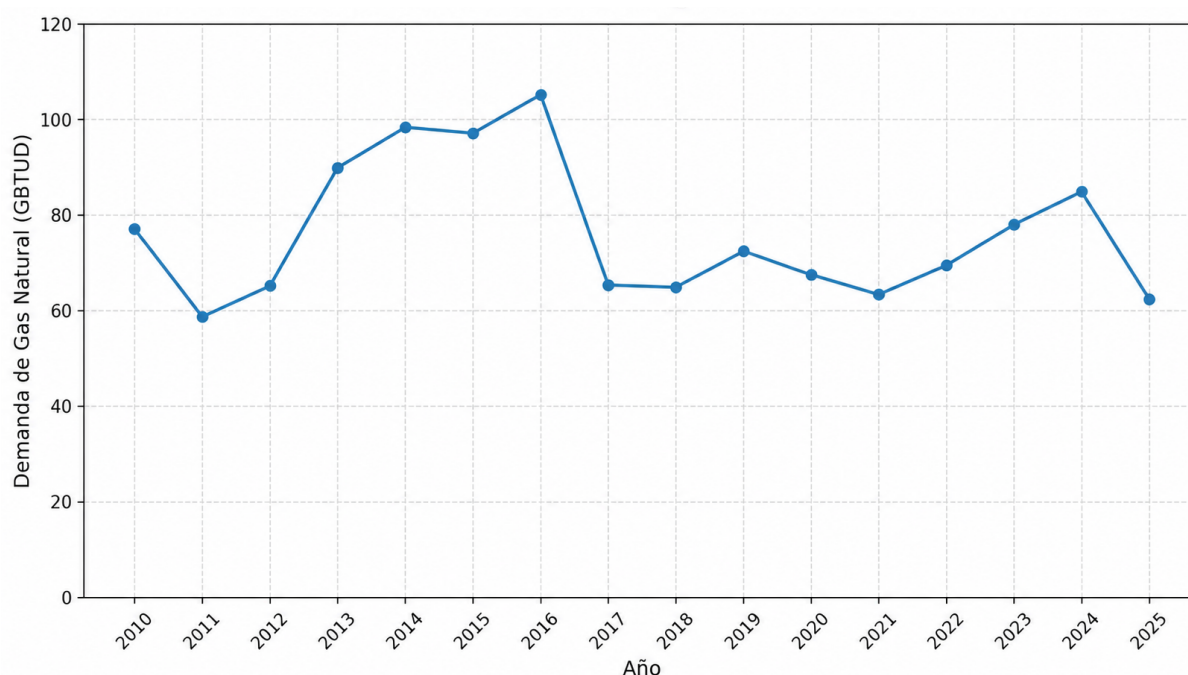


Fuente: UPME [18]

La Figura 9 muestra un comportamiento variable y con cambios marcados en la demanda de gas natural entre 2010 y 2025. Luego de una caída inicial entre 2010 y 2011, la demanda inicia una fase de crecimiento importante hasta alcanzar su punto máximo en 2016, con 105,2 GBTUD. Sin embargo, a partir de 2017 se observa una contracción significativa, llevando la demanda a niveles cercanos a los 65 GBTUD, rango en el que se mantiene con cierta estabilidad hasta 2021. Posteriormente, entre 2022 y 2024 se evidencia una recuperación progresiva, pasando de 69,5 GBTUD en 2022 a 84,9 GBTUD en 2024, antes de registrar una nueva caída en 2025 hasta 62,4 GBTUD.

Considerando que en 2024 la demanda total representada en la gráfica fue de 84,9 GBTUD, y que Valle del Cauca registró una demanda de 39,2 GBTUD, este departamento representó aproximadamente el 46,2% de la demanda regional en ese año. Esto sugiere que Valle del Cauca tuvo un peso muy relevante dentro del consumo total de gas natural, concentrando casi la mitad de la demanda registrada. En ese sentido, el comportamiento de la demanda regional puede estar fuertemente influenciado por la dinámica industrial, comercial y residencial del Valle del Cauca, especialmente en años de recuperación como 2024.

Figura 9. Evolución histórica de la demanda de gas natural de la región Suroccidente (2010-2025)



Fuente: Elaboración propia en base a [19]

3.3. Desarrollo de los modelos de proyección de demanda BAU

En esta etapa se desarrollaron los modelos de proyección de la demanda energética bajo el escenario Business As Usual (BAU), los cuales constituyen la línea base del estudio y representan la evolución esperada del consumo energético del Valle del Cauca en ausencia de cambios estructurales relevantes en la matriz productiva, tecnológica o regulatoria.

Los modelos BAU se construyeron a partir de enfoques diferenciados según el tipo de energético. En el caso de la demanda eléctrica, la proyección se desarrolló con base en el análisis de series históricas

departamentales, a partir de las cuales se estimaron tasas de crecimiento tendencial que fueron posteriormente contrastadas con proyecciones oficiales de la UPME a nivel regional, con fines de validación. Por su parte, la proyección de la demanda térmica (gas natural) se fundamentó directamente en las proyecciones oficiales de la UPME a nivel de nodos del sistema, realizando su desagregación y agregación para el ámbito del Valle del Cauca. En ambos casos, las trayectorias resultantes fueron extendidas al horizonte 2050 mediante supuestos de crecimiento consistentes con las tendencias observadas, constituyendo así una línea base comparable y metodológicamente trazable para el análisis de escenarios.

La proyección BAU constituye el punto de referencia sobre el cual se evalúan posteriormente los escenarios alternativos de demanda, permitiendo analizar de forma consistente los posibles desvíos derivados de cambios tecnológicos, energéticos o de contexto sectorial.

3.3.1. Proyección de la demanda eléctrica

Para la construcción de la línea base o escenario BAU de demanda eléctrica del Valle del Cauca al año 2050, se utilizó como punto de partida la información histórica reportada en los informes anuales de XM para el periodo 2010-2025. Esta serie permitió caracterizar la evolución reciente del consumo eléctrico departamental, identificando su trayectoria de crecimiento bajo las condiciones observadas de desarrollo económico, expansión de usuarios, actividad productiva y dinámica poblacional. En este sentido, el escenario BAU se entiende como una proyección tendencial, en la cual la demanda futura mantiene un comportamiento consistente con la evolución histórica registrada, sin incorporar medidas adicionales de eficiencia energética, cambios tecnológicos disruptivos o transformaciones estructurales no observadas en la serie base.

A partir de los datos históricos recopilados, se calculó una tasa de crecimiento anual compuesta para el periodo 2010-2025. Esta tasa permite resumir el ritmo promedio de crecimiento de la demanda eléctrica durante el periodo analizado, suavizando variaciones puntuales entre años y entregando un parámetro representativo para la proyección de largo plazo. Con base en dicha tasa, se proyectó la demanda eléctrica del Valle del Cauca hasta 2050, aplicando un crecimiento anual constante sobre el último valor disponible de la serie histórica. Esta aproximación permite generar una trayectoria de referencia clara, trazable y replicable, útil para comparar posteriormente escenarios alternativos asociados a eficiencia energética, generación distribuida, electrificación de usos finales u otras medidas de gestión de la demanda.

Posteriormente, los resultados obtenidos mediante este método fueron contrastados con las proyecciones de demanda elaboradas por la UPME para el área Suroccidente. Esta comparación tuvo como objetivo verificar que el ritmo de crecimiento estimado para el Valle del Cauca se mantuviera dentro de un rango razonable respecto de las tendencias esperadas a nivel regional. Si bien las proyecciones de la UPME responden a una escala territorial más amplia y a supuestos metodológicos propios, su uso como referencia permite validar la consistencia general del escenario BAU construido. De esta manera, la proyección departamental no solo se fundamenta en la evolución histórica observada, sino que además se contrasta con un marco prospectivo oficial, fortaleciendo la robustez del análisis y reduciendo el riesgo de sobrestimar o subestimar la trayectoria futura de la demanda eléctrica.

3.3.2. Proyección de la demanda térmica

La proyección de la demanda térmica bajo el escenario Business As Usual (BAU) se fundamenta en un enfoque tendencial que asume la persistencia de los hábitos de consumo de gas natural industrial y la continuidad de las dinámicas operativas en los nodos clave del Valle del Cauca. Este modelo proyecta la evolución del consumo bajo condiciones de estabilidad económica y tecnológica, sin considerar cambios disruptivos en la matriz energética regional.

Para la construcción de la línea base o escenario BAU de demanda de gas natural del Valle del Cauca al año 2050, se utilizó como insumo principal la proyección de demanda de gas natural 2024-2040 elaborada por la UPME. Esta fuente presenta la demanda proyectada a nivel de nodos del sistema, lo que permitió realizar una desagregación territorial más precisa y seleccionar aquellos nodos asociados al departamento del Valle del Cauca. De esta manera, la proyección parte de una referencia oficial y sectorialmente validada, evitando construir la tendencia únicamente a partir de supuestos propios o extrapolaciones históricas generales.

Una vez identificados los nodos correspondientes al Valle del Cauca, se procedió a consolidar sus valores anuales mediante la suma de la demanda proyectada para cada nodo durante el periodo 2024-2040. Este procedimiento permitió obtener una serie agregada representativa de la demanda departamental, manteniendo la consistencia con la estructura territorial utilizada por la UPME. En este sentido, el escenario BAU refleja la evolución esperada de la demanda bajo condiciones tendenciales, es decir, sin considerar medidas adicionales de sustitución energética, eficiencia, electrificación acelerada o cambios regulatorios que puedan modificar de forma significativa el comportamiento proyectado.

Dado que la proyección oficial utilizada se extiende hasta el año 2040, fue necesario aplicar un procedimiento complementario para estimar la demanda hasta 2050. Para ello, se calculó una tasa de crecimiento anual promedio a partir del comportamiento observado en la serie proyectada por la UPME, la cual fue posteriormente aplicada sobre el último valor disponible. Esta aproximación permitió extender la trayectoria de demanda de manera coherente con la tendencia previa, manteniendo un criterio conservador y trazable para completar el horizonte de análisis. Así, la línea BAU construida entrega una referencia metodológicamente consistente para evaluar escenarios alternativos y comparar posibles efectos derivados de medidas de gestión de la demanda, transición energética o sustitución de combustibles en el largo plazo.

3.4. Identificación de variables clave

Con el fin de ajustar la trayectoria BAU a la realidad territorial del Valle del Cauca, se identificaron variables con capacidad de generar cambios estructurales sobre la demanda energética eléctrica y térmica en el horizonte de análisis.

Las variables descritas a continuación se identificaron a partir del Taller de validación de proyecciones de demanda energética y las entrevistas realizadas durante la misión de campo.¹ Estos factores fueron

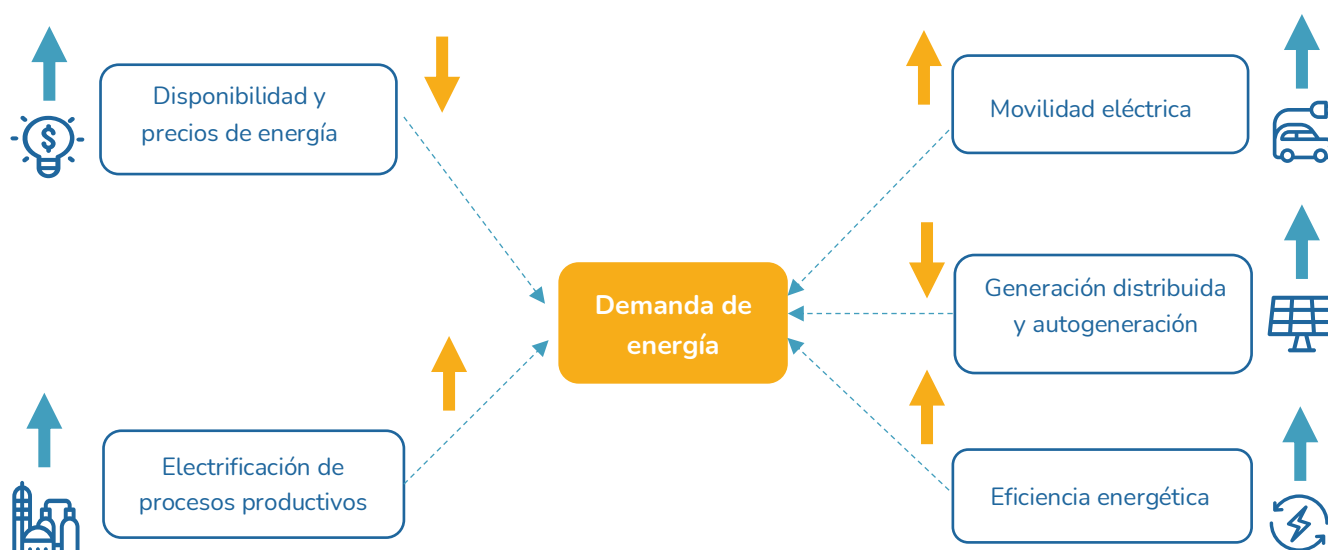
¹ Un elemento relevante derivado del taller participativo fue que los actores regionales consultados, incluyendo prestadores de servicios de energía eléctrica y gas natural, no identificaron una expectativa clara de que el desarrollo industrial del Valle del Cauca vaya a crecer a una tasa superior a la del resto del país. Esta apreciación es metodológicamente importante, ya que permite mantener el escenario BAU como una trayectoria de referencia conservadora, basada en tendencias oficiales y en la

validados por la contraparte y se realizó un análisis técnico para determinar su relación con el consumo energético regional. Para sustentar este comportamiento, se realizó una búsqueda de información secundaria que permitió conocer la sensibilidad de la demanda ante cambios estructurales en el entorno industrial y normativo del Valle del Cauca.

La Figura 10 sintetiza la interacción de estas variables y la demanda de energía. Para su correcta interpretación, la figura utiliza una simbología de flechas:

- Una flecha azul hacia arriba representa un incremento en la variable analizada.
- Una flecha naranja indica la respuesta de la demanda energética: si apunta hacia arriba, el consumo aumenta; si apunta hacia abajo, se genera un efecto de ahorro o reducción en la carga del sistema.

Figura 10. Relación entre variables y la demanda energética



Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presenta el sustento técnico y bibliográfico que explica las relaciones observadas en la figura anterior:

A. Variable 1: Electrificación de procesos productivos

Consiste en la sustitución de equipos que utilizan combustibles fósiles por tecnologías alimentadas por electricidad.

Relación: Un incremento en la electrificación genera un aumento proporcional en la demanda de energía eléctrica y una reducción en la demanda térmica por sustitución energética.

continuidad de la estructura productiva regional, sin incorporar de manera directa cargas adicionales asociadas a proyectos prospectivos específicos. En consecuencia, las actividades industriales estratégicas identificadas para Valle Verde, se consideran señales relevantes de transformación productiva y posibles fuentes de dinamización futura, pero no se agregan automáticamente como demanda incremental dentro de la curva base. Su potencial efecto sobre la demanda energética se aborda de manera más apropiada a del ejercicio de análisis de sensibilidad, donde pueden evaluarse desviaciones plausibles respecto al BAU en función de su grado de materialización, escala, tecnología y horizonte de entrada.

Justificación: En los últimos 20 años, la demanda eléctrica en Colombia se ha duplicado, registrando un crecimiento anual promedio del 3,5%, cifra que supera el promedio global (3,1%) y el de la región (2,6%). Este dinamismo es liderado actualmente por el sector residencial (60%) y el industrial (35%). No obstante, según la Hoja de Ruta hacia Cero Emisiones Netas de la AIE, se espera que la electrificación industrial se intensifique hacia 2050, especialmente mediante la adopción de bombas de calor y calderas eléctricas en industrias no intensivas, desplazando el uso de carbón y gas para calor de proceso [20].

Supuestos considerados: Se usaron de manera referencial datos de la UPME respecto al avance de la electrificación de procesos productivos en Colombia entre 2015 y 2021, dando un promedio anual del 0.33%, el cual fue tomado para aplicar en el modelo hasta 2050. Sin embargo, considerando que el tejido industrial del Valle del Cauca presenta particularidades frente al promedio país debido a la alta concentración del clúster sucroenergía de acuerdo con información de Asocaña, en donde la industria de la caña suple casi la totalidad de los requerimientos de energía térmica mediante el uso del bagazo, se ha ajustado el supuesto nacional aplicando un factor de descuento de 30%² en la electrificación de procesos del sector industrial, equivalente a la participación de la biomasa en el consumo industrial departamental.

B. Variable 2: Generación distribuida y autogeneración

Se refiere a la producción de energía en el sitio de consumo, principalmente a través de fuentes renovables (FNCER).

Relación: Existe una relación inversa; al aumentar la capacidad de autogeneración local y generación distribuida, disminuye la demanda neta que las industrias deben retirar del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Justificación: La Generación Distribuida (GD) actúa como una "demanda negativa" que reduce directamente la carga sobre el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Según la UPME, este aporte "resta" apenas entre un 0,07% y 0,26% al crecimiento anual de la energía [21], lo que confirma que la GD sí afecta la demanda energética al funcionar como un alivio para la red pública, aunque actualmente su impacto es pequeño frente al ritmo de crecimiento del consumo total.

Supuestos considerados: se usaron proyecciones de la CREG, las cuales se extienden hasta 2040, reduciendo la carga en el SIN en un 0,39% anual. Para el periodo de 2040-2050, se redujo el efecto de la variable a 0,20% anual, manteniendo de esta forma la variable durante todo el horizonte temporal. Respecto a la variable 3, se usaron estimaciones de PROURE, los cuales determinan el ritmo de ahorro por eficiencia energética entre 2-7% anualmente. En base a la experiencia del proyecto PEVI realizado por la UPME, se optó por un valor moderado de 3,5% anual hasta 2030. A de 2030-2050 se utilizó la proyección de "An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Colombia" de la IEA, la cual establece un 15,4% de ahorro total en dicho periodo. Para simular de forma más realista el efecto de la eficiencia energética, se utilizó un logaritmo para concentrar el ahorro en los primeros años, reduciéndose el efecto de esta variable en la última década.

² Según datos históricos analizados por gremios como la Cámara de Comercio de Cali (CCC) y Asocaña, la cogeneración a partir de bagazo de caña ha llegado a representar cerca del **30% de toda la generación de energía eléctrica del Valle del Cauca**, reflejando la escala de la autogestión térmica y eléctrica del sector sucroenergético

C. Variable 3: Eficiencia energética

Se refiere a la optimización de los procesos industriales mediante el uso racional del recurso y la modernización de equipos hacia estándares de alto rendimiento.

Relación: Presenta una relación inversa; un incremento en la eficiencia energética conlleva una reducción directa en la demanda de energía al disminuir la intensidad energética por unidad de producción.

Justificación: Según el Plan de Acción Indicativo (PAI) del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía (PROURE), el mayor potencial de ahorro en el sector industrial se concentra en los usos de calor directo. Actualmente, se estima una eficiencia promedio del 55% en estos procesos; no obstante, el uso de las mejores tecnologías disponibles (BAT - Best Available Technologies) permitiría alcanzar niveles de eficiencia de entre el 68% y el 80%. Específicamente, la sustitución de calderas y hornos convencionales por tecnologías de vanguardia representaría una mejora del 20% en la eficiencia térmica, lo que se traduce en una contracción significativa de la demanda de combustibles y energía eléctrica en la industria del departamento [22].

Supuestos considerados: Para el efecto de esta variable en el horizonte 2030-2050, se utilizó la proyección de “An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Colombia” de la IEA, la cual establece un 15.4% de ahorro total en dicho periodo. Este ahorro total ha sido distribuido mediante un logaritmo, concentrando el ahorro en los primeros años. Esta división permite simular de forma más realista la naturaleza de la eficiencia energética.

D. Variable 4: Movilidad eléctrica

Representa la transición hacia vehículos de cero emisiones, tanto en flotas logísticas industriales como en transporte masivo y particular.

Relación: El incremento de la movilidad eléctrica tiene una relación directa con el consumo de energía, provocando un aumento en la demanda eléctrica por la sustitución de combustibles fósiles (gasolina/diésel).

Justificación: Según la UPME, se estima que la participación de la Movilidad Eléctrica se encuentre entre 0,08% y 5,49% y con una contribución entre 0,01 y 1,25 puntos porcentuales al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica. El Plan Energético Nacional (2022-2052) prevé una transformación profunda en la composición del parque automotor eléctrico: mientras que en 2023 el protagonismo recae en el transporte masivo (71,19%), para 2037 se proyecta un auge masivo en motos (71,40%). Hacia 2052, se espera una matriz más diversificada donde el transporte liviano y masivo alcanzarán participaciones cercanas al 23% y 25% respectivamente, consolidando a la movilidad como un motor crítico de la demanda eléctrica regional [16].

Supuestos considerados: Se utilizan datos de la UPME respecto al crecimiento proyectado para la movilidad eléctrica en Colombia, particularmente en vehículos de carga. El valor proyectado es de 1% anual hasta 2050, lo que es coherente con los esfuerzos y objetivos planteados respecto al parque automotor colombiano. Si bien se adoptaron como base las trayectorias de penetración vehicular de la UPME, su aplicación directa en el Valle del Cauca se justifica metodológicamente por su estricta concordancia con los instrumentos de planeación ambiental y de competitividad del departamento como: Plan Integral de Gestión del Cambio Climático Territorial (PIGCCT 2040-2050) en donde las

tasas de penetración de la UPME actúan como umbral técnico habilitante para lograr la meta de descarbonización regional, cumplimiento temprano de las curvas de adopción de la UPME considerando los análisis socioeconómicos de la Cámara de Comercio de Cali y finalmente la proyección de demanda de transporte considera el impacto estructurante de iniciativas locales exclusivas como el *Tren de Cercanías del Valle* y la renovación eléctrica integral de sistemas de transporte masivo (MIO en Cali), los cuales blindan la pertinencia de utilizar los escenarios de alta electrificación del transporte nacional en el contexto regional.

E. Variable 5: Disponibilidad y precios de la energía eléctrica y térmica

Se refiere a la sensibilidad de los usuarios finales ante las variaciones en el costo de los energéticos y la estabilidad del suministro.

Relación: Presenta una relación inversa; un alza en los precios de la energía actúa como un desincentivo al consumo, resultando en una disminución de la demanda energética por eficiencia o sustitución.

Justificación: La respuesta del consumidor es altamente sensible al costo; la UPME identificó una elasticidad precio-demanda de 0,94 a finales de 2022, lo que confirma que tarifas altas provocan reducciones casi proporcionales en el consumo [23]. Esta variable está condicionada por factores críticos como el Fenómeno del Niño, que al reducir la oferta hidroeléctrica eleva los precios al depender de generación térmica costosa. Además, el aumento del gas natural importado, que ya cubre cerca del 20% de la demanda nacional en 2025, ha impactado significativamente la estructura de costos. El reemplazo de gas local por importado ha elevado las facturas entre un 30% y 35% en regiones como el Valle del Cauca [24], donde el precio del gas pasó de aproximadamente USD 4 a más de USD 10 por MBTU desde 2024.

Supuestos considerados: se tomaron proyecciones de la UPME respecto al comportamiento de los precios de energía hasta 2050. En base a estos datos de comportamiento del precio se tomaron los datos de elasticidad precio-demanda para electricidad y gas natural, lo que nos dio un efecto de -0.15% anual para la demanda de electricidad y -0.22% anual para la demanda de gas.

Cabe resaltar que las tasas de crecimiento y decrecimiento utilizadas en las variables anteriormente descritas se fundamentan principalmente en proyecciones y lineamientos definidos a nivel nacional, particularmente en instrumentos como los desarrollados por la UPME, CREG y el PROURE. Esta decisión metodológica responde, en primer lugar, a la ausencia de proyecciones específicas a nivel departamental para este tipo de variables, lo que limita la posibilidad de construir trayectorias propias con el mismo nivel de rigor técnico.

En segundo lugar, las dinámicas de electrificación de procesos, eficiencia energética y penetración de la movilidad eléctrica están fuertemente determinadas por factores estructurales de carácter nacional, tales como el marco regulatorio, los esquemas de incentivos, la evolución tecnológica, los costos relativos de los energéticos y las políticas públicas de transición energética. En este sentido, las proyecciones nacionales capturan de manera integral estos determinantes, configurando trayectorias que resultan representativas del comportamiento esperado a nivel territorial.

Bajo esta lógica, si bien el Valle del Cauca presenta particularidades en su estructura productiva y energética, se asume que dichas especificidades afectan principalmente la magnitud de los impactos, más no la dirección ni la tendencia general de las variables. Por lo tanto, el uso de tasas nacionales

como referencia constituye una aproximación metodológicamente consistente y ampliamente utilizada, permitiendo garantizar coherencia con los escenarios de política energética del país y mantener la comparabilidad de los resultados.

Estas variables constituyen los mecanismos fundamentales a través de los cuales se definen posteriormente los escenarios alternativos de demanda, permitiendo evaluar desviaciones plausibles respecto a la trayectoria BAU de manera consistente con la evidencia territorial y sectorial disponible.

3.5. Definición de escenarios alternativos

La definición de los escenarios alternativos de demanda eléctrica y térmica se construye a partir de los insumos generados en la actividad anterior, con el objetivo de ajustar la trayectoria BAU estimada a partir de proyecciones nacionales, a las condiciones específicas que afectarán la demanda energética del Valle del Cauca.

A partir de lo anterior, los escenarios se definen como combinaciones coherentes de las variables, teniendo dos escenarios que agrupan las variables por su impacto demostrado sobre la evolución del consumo energético y un escenario completo que junta los efectos de todas las variables estudiadas. Este enfoque permite capturar de manera realista los posibles desvíos respecto al BAU, reduciendo la necesidad de introducir supuestos adicionales y asegurando una trazabilidad directa entre los resultados del modelo y la información cualitativa y cuantitativa disponible.

Asimismo, esta aproximación facilita que una proyección construida desde datos macroeconómicos y energéticos a nivel nacional se ajuste adecuadamente a la realidad territorial del Valle del Cauca, incorporando elementos específicos del contexto regional, como la estructura productiva, la disponibilidad de recursos locales y las decisiones tecnológicas observadas en la industria, que fueron señalados de manera consistente por los actores locales.

3.5.1. Escenarios alternativos de demanda eléctrica

La demanda eléctrica BAU representa la evolución esperada del consumo bajo condiciones inerciales de crecimiento económico, estructura productiva y marco regulatorio vigente. Sobre esta trayectoria se definen tres escenarios alternativos, cada uno asociado a un mecanismo principal de transformación del consumo eléctrico.

A. Escenario A: Electrificación progresiva de la actividad productiva

Este escenario representa una transición gradual hacia una mayor electrificación de la economía regional, impulsada por la sustitución de combustibles fósiles en procesos industriales (Por ejemplo, aumento de uso de calderas y hornos eléctricos) y por el avance de la movilidad eléctrica.

Adicionalmente, la evolución del precio de la energía eléctrica actúa como un factor modulador de este escenario, en la medida en que incide sobre la conveniencia económica de reemplazar tecnologías térmicas por equipos eléctricos. Cuando el precio de la electricidad es relativamente competitivo, o cuando se estabiliza frente a la volatilidad de combustibles, se favorece una adopción más rápida de la electrificación industrial, amplificando el desvío al alza respecto a la trayectoria BAU. En contraste, un aumento sostenido del precio de la electricidad podría desacelerar la sustitución tecnológica y reducir la magnitud del incremento de demanda eléctrica en el escenario. Para los fines de la proyección, se asume un crecimiento sostenido pero moderado del costo de la energía eléctrica.

En este escenario se consideran las variables 1, 4 y 5, y permite asumir que la electrificación introduce una nueva demanda estructural de electricidad que se suma al crecimiento orgánico de la actividad económica. En este escenario, la elasticidad entre crecimiento industrial y consumo eléctrico aumenta progresivamente, reflejando un cambio en la matriz de consumo energético del departamento.

B. Escenario B: Aumento de la generación distribuida, autogeneración y eficiencia energética industrial

Este escenario considera una expansión significativa de la generación distribuida y la autogeneración fotovoltaica para cubrir requerimientos específicos de demanda energética del sector industrial y comercial del Valle del Cauca.

Adicionalmente, en este escenario, el precio de la energía eléctrica funciona como señal económica para la adopción de autogeneración y medidas de eficiencia energética. Ante incrementos en la tarifa eléctrica o mayores expectativas de costos futuros, las empresas tienden a (i) invertir en generación propia para cubrir parte de su consumo y (ii) optimizar sus procesos para reducir consumos específicos. En consecuencia, un precio eléctrico más alto fortalece el mecanismo central del escenario, reducción de demanda neta desde la red, mientras que un precio eléctrico bajo o estable puede moderar la velocidad de adopción y, por tanto, reducir la magnitud del desvío respecto al BAU.

Para este caso, se asume que la generación distribuida, la autogeneración y la eficiencia energética permiten cubrir una fracción creciente de la demanda eléctrica con producción propia y reducir la demanda neta desde la red sin necesariamente disminuir el consumo total de electricidad, a la vez que se mantiene un crecimiento moderado pero constante del costo de la energía eléctrica. Considerando lo anterior, para este escenario se considerarán las variables 2, 3 y 5.

C. Escenario completo o acumulativo: Aumento de la generación distribuida, autogeneración, eficiencia energética industrial y electrificación progresiva de la actividad productiva

Este escenario representa una combinación integral de los escenarios previamente analizados, integrando de manera coherente las variables que impactan la demanda de energía eléctrica en el contexto actual y futuro. El escenario prevé que la generación distribuida (como fuentes solares y eólicas de autoconsumo), la autogeneración de energía, junto con los avances en eficiencia energética industrial, jueguen un papel clave en la reducción de la demanda neta de electricidad proveniente de la red. Al mismo tiempo, se mantiene un crecimiento sostenido pero moderado de los costos de la energía eléctrica. Cabe agregar que el efecto de la eficiencia energética.

Además, la electrificación progresiva de la actividad productiva, que implica la transición de procesos industriales que actualmente dependen de fuentes de energía fósiles (como el gas o el diésel) hacia una mayor dependencia de la electricidad renovable, se integra de forma gradual. Esto resulta en una optimización de la eficiencia operativa y una disminución en las emisiones asociadas, pero también influye en el patrón de la demanda energética total, impulsando un crecimiento sostenido y controlado.

En conjunto, este escenario tiene como objetivo fomentar la transición hacia una matriz energética más limpia, eficiente y autónoma, adaptada a las necesidades de cada sector productivo, y en donde la demanda de energía eléctrica será menos dependiente de fuentes externas e incrementará la capacidad de gestión localizada.

3.5.2. Escenarios alternativos de demanda térmica

Como se ha mencionado, la demanda térmica BAU se construyó a partir de la proyección de consumo de gas natural industrial elaborada por la UPME. Esta trayectoria representa la evolución esperada del consumo de gas bajo condiciones de continuidad tecnológica y de abastecimiento. Sobre esta base y con las variables explicativas levantadas identificadas, se definió un escenario alternativo.

A. Escenario completo o acumulado: Sustitución tecnológica para reducir dependencia energética y aumento de la eficiencia energética

Este escenario incorpora un proceso de electrificación o sustitución tecnológica acelerada como respuesta a restricciones económicas o de disponibilidad de combustibles térmicos, particularmente gas natural (por ejemplo: electrificación del calor en procesos de baja y media temperatura y la sustitución por biomasa. En este sentido, se asume que, las restricciones térmicas actúan como catalizador de la electrificación, adelantando decisiones de sustitución tecnológica que, en condiciones normales, se materializarían de forma más gradual. Al mismo tiempo, se contempla la aplicación de medidas eficiencia energética para lograr los objetivos propuestos por el Estado.

Lo anterior, contempla el análisis de la variable 5, en el cual el precio del gas natural experimenta un crecimiento sostenido pero moderado, impulsando los procesos de sustitución y eficiencia mencionados.

3.6. Metodología de análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad se desarrolla con el objetivo de evaluar la robustez de las proyecciones de demanda energética eléctrica y térmica frente a cambios en las principales variables explicativas identificadas para el Valle del Cauca. A diferencia del escenario BAU, que representa una trayectoria de referencia basada en la continuidad de las tendencias históricas y proyecciones oficiales, el análisis de sensibilidad permite identificar la magnitud de las desviaciones que podrían presentarse bajo condiciones alternativas de electrificación, eficiencia energética, generación distribuida, autogeneración, movilidad eléctrica y respuesta a precios de la energía.

Este análisis se estructura a partir de las variables explicativas identificadas previamente: electrificación de procesos productivos, generación distribuida/autogeneración, eficiencia energética, movilidad eléctrica y precios de la energía eléctrica y térmica. Estas variables fueron seleccionadas debido a su capacidad para modificar la demanda proyectada, ya sea mediante incrementos de consumo eléctrico, reducción de demanda neta desde la red, disminución del consumo específico por unidad de producción o sustitución progresiva de combustibles térmicos convencionales. El documento actual ya identifica estas variables como mecanismos de ajuste de la trayectoria BAU y como base para construir escenarios alternativos de demanda.

El ejercicio se realiza mediante una prueba univariada de sensibilidad. Para cada variable crítica se definen tres niveles de análisis: bajo, medio y alto, con porcentajes definidos a partir de lo detallado en la sección 3.4 (Ver Tabla 2). El nivel medio corresponde al valor base utilizado originalmente en el modelo; el nivel bajo representa una adopción o incidencia más conservadora de la variable; y el nivel alto representa una trayectoria intensificada.

Tabla 2. Cuantificación de variables críticas del análisis de sensibilidad

Variable	Bajo	Medio	Alto
Electrificación de procesos	0,15%	0,33%	0,60%
Generación distribuida	-0,20%	-0,39%	-0,80%
Eficiencia energética	-1,5%	-3,5%	-7%
Movilidad eléctrica	0,5%	1%	1,25%
Precios de la energía - electricidad	-0,05%	-0,15%	-0,30%
Precios de la energía - GN	-0,10%	-0,22%	-0,40%

Fuente: Elaboración propia

Los datos presentados provienen de las fuentes de información ocupadas para el desarrollo del modelo de proyección (Ej. UPME, PROURE, CREG, entre otros), evitando el uso de supuestos externos arbitrarios. Posteriormente, en cada corrida, se modifica únicamente la variable analizada, mientras que el resto de los parámetros permanece constante. De esta forma, es posible estimar el efecto individual de cada variable sobre la demanda eléctrica y térmica proyectada.

La sensibilidad se evalúa sobre los horizontes temporales definidos para el estudio: corto plazo, mediano plazo y largo plazo, correspondientes a los años 2030, 2040 y 2050. Para cada horizonte se calcula la diferencia entre la demanda resultante bajo el nivel bajo o alto de cada variable y la demanda del escenario base. Esta comparación se expresa mediante dos indicadores: variación absoluta y variación relativa.

La sensibilidad se cuantifica mediante dos indicadores principales: la variación absoluta y la variación relativa respecto al escenario base. La variación absoluta permite identificar la diferencia en unidades de energía entre cada escenario alternativo y la trayectoria de referencia, mientras que la variación relativa expresa dicha diferencia como porcentaje del escenario base. Las ecuaciones utilizadas para el análisis son las siguientes:

$$\Delta Demanda_{v,n,t} = D_{v,n,t} - D_{BAU,t}$$

Donde:

$\Delta Demanda_{v,n,t}$ = variación absoluta de la demanda asociada a la variable v , en el nivel n , para el año t

$D_{v,n,t}$ = demanda proyectada al modificar la variable v , bajo el nivel n , para el año t

$D_{BAU,t}$ = demanda proyectada en el escenario base para el año t

$$\Delta Demanda_{v,n,t}(\%) = \frac{D_{v,n,t} - D_{BAU,t}}{D_{BAU,t}} \times 100$$

Este enfoque permite identificar cuáles variables tienen mayor capacidad de modificar la trayectoria de demanda y, por tanto, cuáles deberían ser monitoreadas con mayor atención en la actualización futura del modelo. Asimismo, permite diferenciar entre variables que incrementan la demanda eléctrica, como la electrificación de procesos y la movilidad eléctrica, variables que reducen la demanda neta del sistema, como la eficiencia energética y la generación distribuida/autogeneración, y variables que pueden acelerar decisiones de sustitución tecnológica, como los precios relativos de electricidad y gas natural.

Adicionalmente, el análisis incorpora una lectura cualitativa de las actividades industriales estratégicas identificadas para Valle Verde, tales como combustibles sostenibles de aviación (SAF), química verde

y derivados del bioetanol, hidrógeno verde e infraestructura digital y servicios tecnológicos avanzados. Estas actividades no se incorporan como cargas puntuales dentro del escenario BAU debido a que no se cuenta con información confirmada sobre su escala de producción, fecha de entrada en operación, potencia requerida o consumo energético específico. Sin embargo, se consideran referentes prospectivos relevantes para interpretar qué variables podrían adquirir mayor peso en caso de materializarse nuevas inversiones industriales en el departamento.

En particular, el hidrógeno verde se asocia con una mayor sensibilidad a la electrificación de procesos y a la disponibilidad de energía renovable; no obstante, se asume que su desarrollo no afectaría directamente la demanda proyectada del SIN, en la medida en que, por definición, su producción se basa en el uso de fuentes renovables dedicadas o sistemas energéticos aislados. Por su parte, el SAF podría incidir tanto en demanda eléctrica como térmica, dependiendo de la ruta tecnológica; la química verde podría representar nueva actividad industrial con menor intensidad energética relativa frente a rutas petroquímicas tradicionales; y la infraestructura digital refuerza la importancia de la confiabilidad eléctrica y la calidad del suministro. Esta lectura permite conectar los resultados del análisis de sensibilidad con posibles dinámicas futuras de transformación productiva, sin sobredimensionar la demanda base del modelo.

3.7. Impacto de las políticas energéticas en la demanda proyectada

El análisis del impacto de políticas energéticas se desarrolla mediante una revisión del marco normativo, regulatorio y de planificación aplicable a la transición energética en Colombia, con énfasis en aquellos instrumentos que inciden sobre las variables de demanda identificadas para el Valle del Cauca. En particular, se consideran políticas asociadas a eficiencia energética, electrificación de usos finales, movilidad eléctrica, generación distribuida, autogeneración, integración de fuentes renovables, hidrógeno y sustitución de combustibles térmicos convencionales.

Metodológicamente, estas políticas no se incorporan como una variable independiente de demanda, sino como factores habilitantes y moduladores de las trayectorias proyectadas. Su análisis permite interpretar en qué medida el marco de política pública puede acelerar, moderar o viabilizar los cambios representados en los escenarios alternativos y en el análisis de sensibilidad. De esta forma, el estudio diferencia entre el comportamiento histórico observado de la demanda y el rol prospectivo de las políticas como condiciones de materialización de nuevas tecnologías, inversiones e infraestructura energética.

3.8. Medición de empleo y estimación de costos de inversión

La medición de empleo y la estimación de costos de inversión se desarrollan como un ejercicio preliminar de orden de magnitud orientado a identificar los requerimientos económicos y laborales asociados a la infraestructura energética habilitante necesaria para atender la demanda proyectada del Valle del Cauca. El análisis se basa en la revisión de proyectos de expansión y modernización del sistema eléctrico identificados para el departamento, incluyendo infraestructura de transmisión, subtransmisión y distribución, así como en referencias de empleo asociadas a obras energéticas comparables.

Metodológicamente, la estimación de inversión no corresponde a una ingeniería de detalle sino a una aproximación indicativa de las inversiones requeridas para fortalecer la capacidad, confiabilidad y

flexibilidad del sistema energético regional. De manera similar, la medición de empleo se concentra en empleo temporal directo, indirecto e inducido asociado a la ejecución de infraestructura energética, considerando actividades de construcción, montaje, instalación electromecánica, logística, ingeniería y servicios de apoyo.

Este enfoque permite vincular las proyecciones de demanda energética con las condiciones habilitantes necesarias para su materialización, así como con sus posibles implicaciones económicas y laborales en el territorio.

4. Resultados de modelos de proyección de demanda

4.1. Modelo de proyección de demanda eléctrica (Escenario BAU)

El escenario de proyección Business As Usual (BAU) para el Valle del Cauca se define como la trayectoria de demanda eléctrica resultante de la continuidad de las tendencias económicas y demográficas actuales, sin la intervención de nuevas políticas disruptivas o cambios drásticos en la eficiencia energética.

Para la construcción de este escenario hasta el horizonte del año 2050, se aplicó un modelo de proyección en dos etapas. En la primera etapa, debido a que las series de la UPME cubren hasta el año 2038, se realizó una extensión de la demanda del área Suroccidente mediante una función de crecimiento exponencial basada en la siguiente formulación:

$$D_{Suroccidente}(t) = D_{Suroccidente}(t - 1) \times (1 + r)^{(t-(t-1))}$$

Donde:

- $D_{Suroccidente}(t)$ es la demanda proyectada del área Suroccidente para el año t
- r es la tasa de crecimiento anual estimada para la demanda nacional y regional según el comportamiento tendencial
- t representa el año de cálculo de la proyección

En la segunda etapa, el aterrizaje de los datos al ámbito departamental del Valle del Cauca se efectuó mediante el método de Participación Regional. Bajo el supuesto de que la participación del departamento dentro del área Suroccidente se mantiene constante debido a la madurez de su clúster industrial y comercial, se aplicó un factor de ajuste del 38,97%, siguiendo la relación matemática descrita a continuación:

$$D_{Valle\ del\ Cauca}(t) = D_{Suroccidente}(t) \times 0,3897$$

La aplicación de este modelo permite cuantificar las necesidades energéticas del departamento en los tres horizontes de planeación definidos para este estudio. Asimismo, esta metodología ha sido complementada con la serie histórica de XM, la cual mantiene un patrón de crecimiento consistente con lo esperado del factor de participación departamental. Los resultados obtenidos bajo el escenario BAU se resumen en los siguientes hitos:

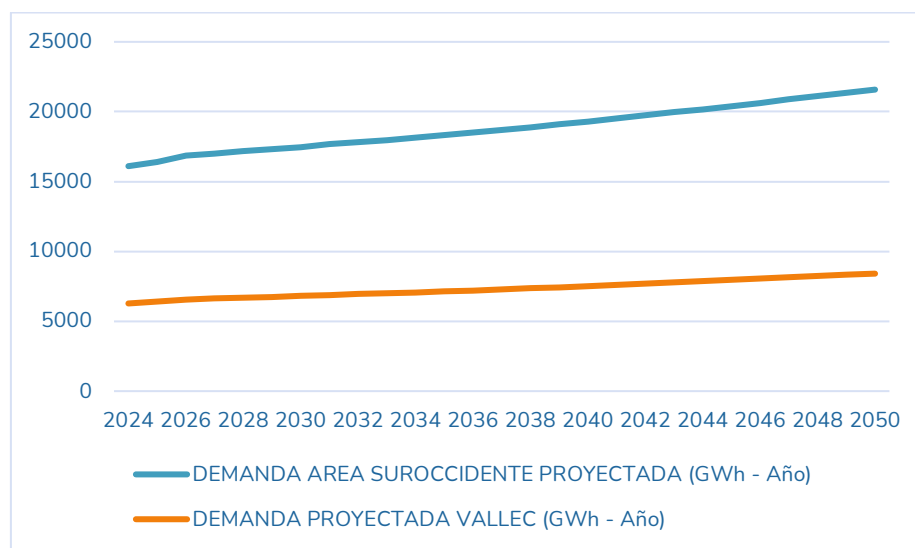
Tabla 3. Resultados del escenario BAU de la demanda eléctrica a corto, mediano y largo plazo

Temporalidad	Demanda eléctrica (GWh-año)
Corto plazo (2030)	7.640,2
Mediano plazo (2040)	8.473
Largo plazo (2050)	9.396,6

Fuente: Elaboración propia

El crecimiento sostenido de esta demanda se puede observar en la Figura 11.

Figura 11. Demanda eléctrica proyectada para el Valle del Cauca 2024-2050



Fuente: Elaboración propia

La trayectoria BAU de la demanda eléctrica muestra un crecimiento sostenido y relativamente moderado de los requerimientos eléctricos del Valle del Cauca hacia 2050, pasando de 6.810,72 GWh-año en 2030 a 7.520,59 GWh-año en 2040 y 8.410,80 GWh-año en 2050. Este comportamiento refleja una evolución inercial de la demanda, asociada principalmente a la continuidad de las dinámicas económicas, demográficas e industriales actuales, sin incorporar cambios estructurales significativos en la matriz productiva, en los patrones tecnológicos de consumo o en el grado de electrificación de los procesos industriales.

En este sentido, el escenario BAU constituye una línea base conservadora y ordenada, útil para dimensionar el crecimiento mínimo esperado de la demanda bajo condiciones de continuidad. Sin embargo, esta trayectoria no captura plenamente la posible llegada de nuevas actividades industriales estratégicas, la aceleración de la electrificación de procesos térmicos, el aumento de la movilidad eléctrica, la expansión de la autogeneración o la adopción de medidas de eficiencia energética.

Por ello, el BAU debe entenderse como un punto de referencia sobre el cual se evalúan desviaciones plausibles, positivas o negativas, derivadas de variables capaces de dinamizar la curva de demanda eléctrica, ya sea incrementándola por nuevas cargas y sustitución de combustibles, o reduciendo la demanda neta mediante eficiencia energética y generación distribuida.

4.2. Modelo de proyección de la demanda térmica (Escenario BAU)

La metodología de cálculo y proyección se desarrolló en las siguientes fases:

A. Identificación y selección de nodos regionales

A diferencia de la proyección de la demanda eléctrica, la demanda de gas natural se desagregó a escala local utilizando la estructura del Sistema Nacional de Transporte (SNT). Se tomó como base la proyección de demanda de la UPME (2026-2042), la cual cuenta con información a 3 escalas (nacional, 9 regiones y 172 nodos). Para definir la demanda específica del Valle del Cauca, se realizó una

identificación geográfica mediante herramientas de georreferenciación, seleccionando aquellos nodos que se sitúan físicamente dentro del departamento.

Como se observa en la Figura 12, este proceso permitió identificar 7 nodos clave dentro del área de estudio correspondientes a Cali, Guacarí, Pradera (en sus dos tramos), Tuluá, Yumbo y Zarzal. La identificación visual y técnica de estos puntos fue fundamental para depurar la base de datos, permitiendo excluir nodos que, aunque pertenecen a la región Suroccidente, se encuentran fuera del límite departamental (como Popayán) o carecen de registros de demanda industrial proyectada (como Buenaventura y Térmicas valle).

Figura 12. Distribución regional de la demanda de gas natural



Fuente: UPME

B. Consolidación de la demanda departamental

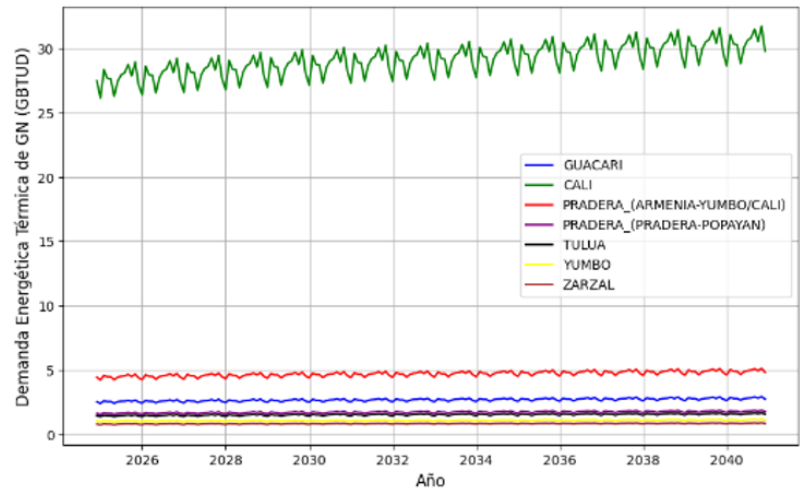
Para obtener una visión integral del comportamiento energético en el departamento, se procedió a unificar las series de tiempo de los siete nodos estratégicos seleccionados. Este proceso de consolidación no solo permite visualizar el volumen total, sino también identificar patrones de consumo específicos y la relevancia relativa de cada centro industrial en las ciudades y a nivel del Valle del Cauca.

El procesamiento inició con la desagregación de los datos mensuales presentadas en la Figura 13, la cual permite identificar la naturaleza dinámica y la complejidad del consumo térmico en el departamento del Valle del Cauca a través de una serie de tiempo extendida.

En este gráfico se observa una marcada estacionalidad en todos los nodos, caracterizada por fluctuaciones recurrentes que se repiten a lo largo de cada año. Estas variaciones son especialmente notorias en el nodo de Cali, el cual presenta la mayor demanda de gas natural del sistema con oscilaciones que se sitúan entre los 25 y 30 GBTUD. El gráfico evidencia una brecha significativa respecto al resto de los nodos, los cuales se mantienen por debajo del umbral de los 5 GBTUD, siendo Pradera (Armenia-Yumbo/Cali) el único que se aproxima a dicho límite. Esta diferencia de magnitud

posiciona a Cali como el núcleo principal de demanda en la región, seguido a gran distancia por los demás centros de consumo analizados.

Figura 13. Proyección de demanda energética térmica mensual de GN de los 7 nodos en el Valle del Cauca (2024-2040)

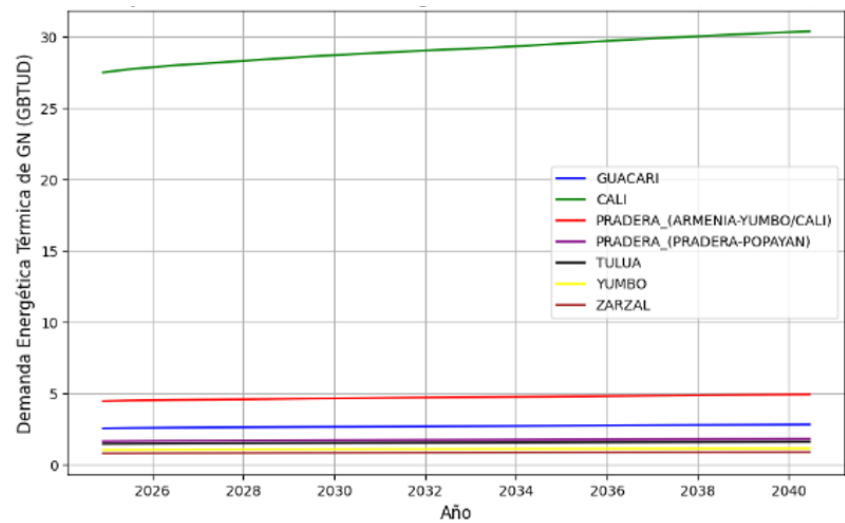


Fuente: Elaboración propia en base a

Mediante el cálculo de los promedios anuales (ver Figura 14), se logró suavizar la volatilidad mensual para identificar la trayectoria de crecimiento a largo plazo por cada zona de influencia.

Es evidente que la demanda departamental está fuertemente traccionada por Cali, que proyecta un crecimiento sostenido desde los 27 GBTUD en 2024 hasta superar los 30 GBTUD hacia 2040. Por el contrario, nodos como Yumbo y Zarzal presentan una demanda marginal y una pendiente de crecimiento casi plana, lo que indica una madurez en su consumo térmico o una menor expansión de su infraestructura de gas natural en comparación con el nodo principal.

Figura 14. Proyección de demanda energética térmica anual de GN de los 7 nodos en el Valle del Cauca (2024-2040)



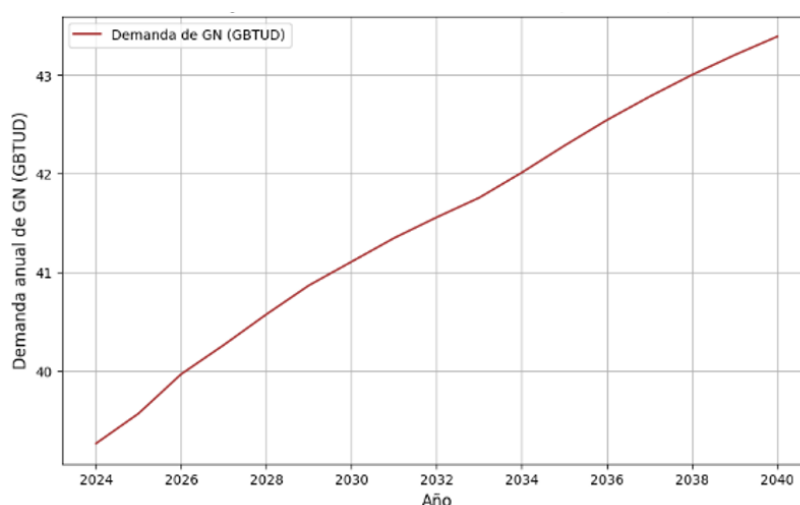
Fuente: Elaboración propia en base a [17]

Finalmente, la sumatoria de todas las proyecciones individuales permite establecer la demanda total proyectada para el Valle del Cauca en GBTUD hasta el año 2040 (ver Figura 15).

La curva muestra un comportamiento ascendente con una tasa de crecimiento constante. Se estima que la demanda total del departamento pase de aproximadamente 39,3 GBTUD en 2024 a cerca de 43,4 GBTUD al finalizar la década de 2040.

Este incremento de aproximadamente 4 GBTUD en el periodo de estudio subraya la necesidad de evaluar la necesidad de fortalecimiento de la infraestructura de suministro y explorar alternativas de eficiencia energética o fuentes renovables para soportar la expansión del sector industrial y comercial en el Valle.

Figura 15. Proyección de demanda energética térmica anual de GN total del Valle del Cauca (2024-2040)



Fuente: Elaboración propia en base a [17]

C. Cálculo del escenario BAU

El escenario de proyección Business As Usual (BAU) para la demanda térmica en el Valle del Cauca se fundamenta en la continuidad de las dinámicas actuales de consumo de gas natural industrial. Este escenario asume que la intensidad energética de los procesos productivos se mantiene constante y que el crecimiento del consumo está ligado exclusivamente a la expansión orgánica de la capacidad instalada en los nodos industriales del departamento, sin cambios disruptivos en la eficiencia energética o en la sustitución de energéticos.

Para la determinación de esta trayectoria, se implementó un modelo de cálculo estructurado en dos fases. En la primera fase, se consolidó la demanda del departamento para el periodo 2024-2040 mediante la agregación de los datos proyectados por la UPME para los nodos específicos situados en el Valle del Cauca.

En la segunda fase, para extender la proyección hasta el horizonte del año 2050, se aplicó un modelo de crecimiento exponencial sobre la serie consolidada. La trayectoria de largo plazo se determinó mediante la siguiente fórmula.

$$D_{T\acute{e}rmica_Valle}(t) = D_{T\acute{e}rmica_Valle}(t - 1) \times (1 + r)^{(t-(t-1))}$$

Donde:

- $D_{T\acute{e}rmica_Valle}(t)$ es la demanda de energía térmica proyectada para el año t
- r es la tasa de crecimiento anual ajustada según el comportamiento del sector industrial en la región
- t representa el año de cálculo de la proyección

Como resultado de la aplicación de este modelo, se obtuvieron los requerimientos térmicos para los tres horizontes de planeación, expresados en energía equivalente para procesos de calor industrial. Los resultados bajo el escenario BAU son los siguientes:

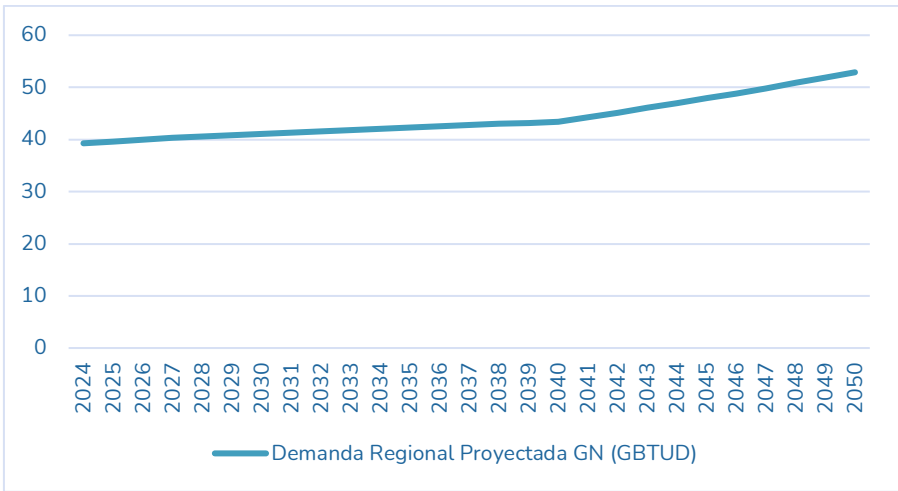
Tabla 4. Resultados del escenario BAU de la demanda térmica a corto, mediano y largo plazo

Temporalidad	Demanda térmica (GBTUD)
Corto plazo (2030)	41,1
Mediano plazo (2040)	43,4
Largo plazo (2050)	52,9

Fuente: Elaboración propia

El crecimiento sostenido de esta demanda se puede observar en la Figura 16.

Figura 16. Demanda térmica proyectada para el Valle del Cauca 2024-2050



Fuente: Elaboración propia en base a[19]

La proyección BAU de la demanda térmica evidencia una trayectoria creciente del consumo energético asociado principalmente al uso de gas natural industrial, con valores estimados de 41,1 GBTUD en 2030; 43,4 GBTUD en 2040 y 52,9 GBTUD en 2050. A diferencia de la demanda eléctrica, esta curva está fuertemente determinada por la continuidad de los patrones actuales de consumo térmico en los nodos industriales identificados para el departamento, particularmente en aquellos con mayor concentración de actividad productiva y demanda de calor de proceso. El escenario BAU supone, por tanto, que la industria mantiene una dependencia relevante del gas natural para usos como generación

de vapor, calentamiento de fluidos y procesos térmicos de media y alta temperatura, sin incorporar cambios acelerados en eficiencia, sustitución tecnológica o electrificación del calor. No obstante, esta trayectoria debe ser interpretada como una línea base de referencia y no como una proyección cerrada, dado que la demanda térmica futura podría verse modificada por variables como el aumento del precio y restricciones de disponibilidad del gas natural, la incorporación de biomasa, cogeneración, energía solar térmica, eficiencia en calderas y hornos, o la electrificación progresiva de procesos de baja y media temperatura. En consecuencia, resulta necesario contrastar esta curva BAU con escenarios alternativos que permitan estimar el grado de desacople potencial entre crecimiento industrial y consumo de combustibles térmicos convencionales.

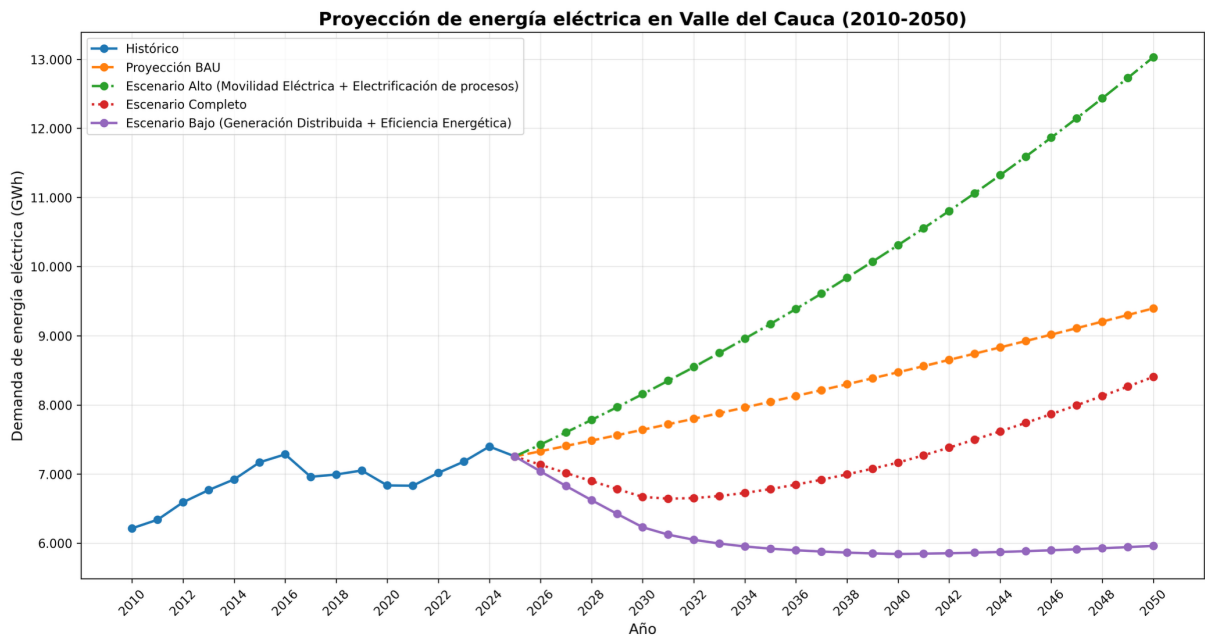
5. Análisis de escenarios alternativos

La presente sección considera los resultados y análisis de los ajustes a las curvas BAU de demanda presentadas previamente, considerando su variación al integrarse las variables explicativas relevantes descritas.

5.1. Escenarios alternativos de demanda eléctrica

Considerando los escenarios alternativos A) electrificación progresiva de la actividad productiva y B) aumento de la generación distribuida, autogeneración y eficiencia energética industrial, se analiza la evolución proyectada del consumo eléctrico del Valle del Cauca, facilitando de esta forma la identificación del impacto de la incorporación de estas variables en la trayectoria de demanda respecto al escenario base (BAU), evidenciando diferencias en la magnitud y ritmo de crecimiento del consumo eléctrico a lo largo del horizonte de análisis como se puede observar en la siguiente figura y tabla.

Figura 17. Proyección de Consumo de energía eléctrica en Valle del Cauca (2026-2050)



Fuente: Elaboración propia

Tabla 5. Resultados de la proyección del consumo de energía eléctrica en Valle del Cauca al corto, mediano y largo plazo

Temporalidad	Escenario Original	Escenario A	Escenario B	Escenario completo
Corto plazo (2030)	7.640,2	8.156,4	6.230,1	6.669,1
Mediano plazo (2040)	8.473	10.309,3	5.842,6	7.165,7
Largo plazo (2050)	9.396,6	13.030,3	5.959,9	8.406,2

Fuente: Elaboración propia

Los resultados de los escenarios alternativos evidencian que la evolución futura de la demanda eléctrica del Valle del Cauca dependerá del balance entre drivers de transición con efectos opuestos. Por un lado, la electrificación de procesos productivos y el aumento de la movilidad eléctrica tienden a incrementar la demanda eléctrica al promover la sustitución de combustibles fósiles en usos térmicos, logísticos y operativos. Por otro lado, la eficiencia energética, la generación distribuida y la

autogeneración reducen la demanda neta retirada del sistema eléctrico, al disminuir el consumo específico por unidad de producción o cubrir parte de los requerimientos mediante generación propia.

En este contexto, el escenario A representa una trayectoria de mayor presión sobre la infraestructura eléctrica, alcanzando 13.030,3GWh/año en 2050, frente a 9396,6 GWh/año en el escenario original. Esto equivale a un incremento aproximado del 38,7% respecto a la trayectoria base, lo que sugiere que una transición basada principalmente en electrificación, sin avances equivalentes en eficiencia y autogeneración, podría traducirse en mayores necesidades de capacidad de conexión, expansión de redes, confiabilidad del suministro y oferta de energía renovable. En contraste, el escenario B alcanza 5.959,9 GWh/año en 2050, cerca de 36,6% por debajo del escenario original, reflejando el efecto moderador que podrían tener la eficiencia energética, la generación distribuida y la autogeneración sobre la demanda neta del sistema.

El escenario completo muestra una trayectoria intermedia y más representativa de una transición energética balanceada. En el corto plazo, el consumo proyectado se mantiene por debajo del escenario BAU, lo que sugiere que las mejoras en eficiencia y la autogeneración pueden compensar el aumento de la electrificación. Esta tendencia se mantiene en el largo plazo, con el escenario completo manteniéndose aproximadamente 10,54% por debajo del escenario original. Este resultado es relevante porque indica que la transición energética puede resultar en una reducción de la demanda eléctrica, esto impulsado por la eficiencia energética y la generación distribuida.

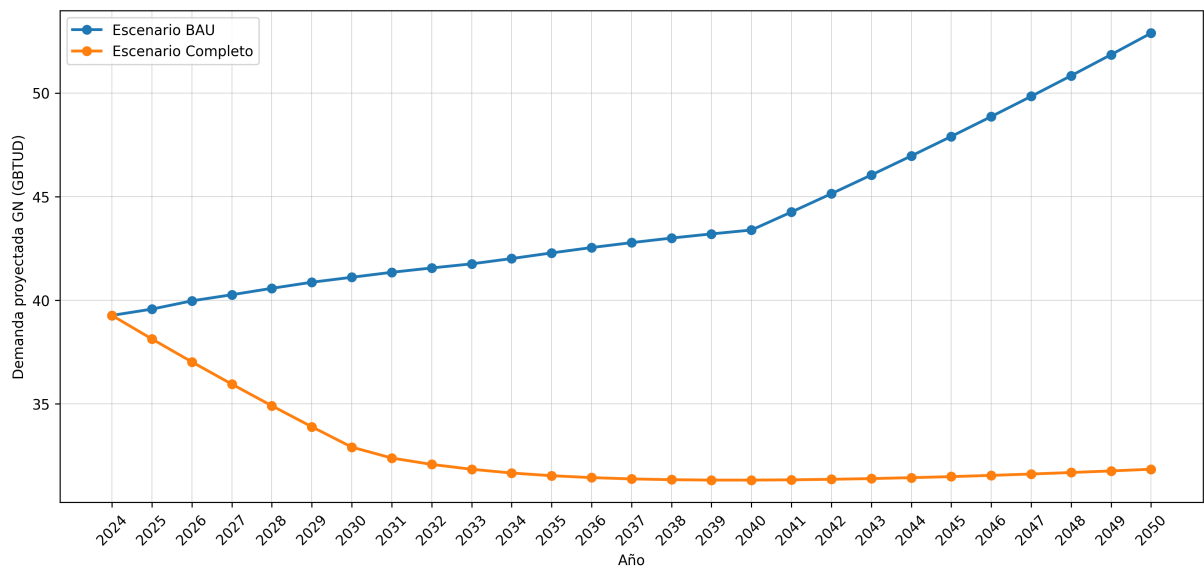
Desde una perspectiva de planificación, estos resultados muestran que el escenario BAU no debe entenderse como una predicción única, sino como una línea base sobre la cual pueden materializarse trayectorias diferenciadas. La planificación eléctrica regional deberá considerar tanto escenarios de contención de demanda neta, asociados a eficiencia y autogeneración, como escenarios de mayor crecimiento eléctrico derivados de las tendencias de electrificación industrial, movilidad eléctrica y e inserción de nuevas actividades productivas. En particular, el diferencial entre el escenario A y el escenario B evidencia una banda de incertidumbre relevante para la expansión del sistema, lo que refuerza la necesidad de mantener una planificación flexible, escalable y coordinada con las decisiones de inversión industrial en el Valle del Cauca.

5.2. Escenarios alternativos de demanda térmica

Para el ajuste del escenario BAU de la demanda térmica industrial, se define un escenario alternativo asociado a la sustitución tecnológica orientada a reducir la dependencia de combustibles fósiles convencionales, junto con la implementación de medidas de eficiencia energética en procesos productivos.

A continuación, se analiza la evolución proyecta del consumo de gas natural bajo el escenario mencionado, en comparación con el escenario base. Este análisis permite evidencia el efecto de la incorporación de tecnologías más eficientes y de la optimización de procesos sobre la trayectoria de la demanda térmica.

Figura 18. Proyección del consumo de gas natural del sector industrial en Valle del Cauca (2024-2050)



Fuente: Elaboración propia

Tabla 6. Resultados de la proyección del consumo de gas natural del sector industrial en Valle del Cauca al corto, mediano y largo plazo

Temporalidad	Escenario BAU	Escenario Completo
Corto plazo (2030)	41,1	32,9
Mediano plazo (2040)	43,4	31,3
Largo plazo (2050)	52,9	31,8

Fuente: Elaboración propia

En el caso de la demanda térmica, los escenarios muestran una señal clara de sustitución y moderación del consumo de gas natural industrial. Bajo el escenario BAU, el consumo térmico mantiene una trayectoria creciente, pasando de 41, 1 GBTUD/año en 2030 a 52,9 GBTUD/año en 2050, lo que refleja la continuidad de los patrones actuales de uso de gas natural para generación de vapor, calor de proceso y otras aplicaciones térmicas industriales. Esta trayectoria supone que la expansión productiva se sostiene manteniendo una dependencia relevante de combustibles térmicos convencionales, sin transformaciones significativas en eficiencia, sustitución energética o diversificación de fuentes.

El escenario completo, en cambio, alcanza 31,8 GBTUD/año en 2050, es decir, alrededor de 21 GBTUD/año menos que el BAU, o 40% por debajo de la trayectoria base. Esta diferencia no debe interpretarse como una contracción de la actividad térmica, sino como un desacople entre crecimiento productivo y consumo de gas natural, explicado por la incorporación de eficiencia energética, electrificación de procesos de baja y media temperatura, sustitución parcial por biomasa u otras fuentes térmicas renovables, y respuestas tecnológicas ante mayores precios o restricciones de disponibilidad del gas. En este sentido, el escenario alternativo muestra que la demanda térmica puede seguir creciendo en términos absolutos, pero a un ritmo menor y con una matriz de suministro potencialmente más diversificada.

La comparación entre el escenario BAU y el escenario Completo también evidencia una implicación estratégica importante: parte de la reducción proyectada en el consumo de gas natural puede

traducirse en mayor demanda eléctrica, especialmente cuando la sustitución se realiza mediante electrificación de calor, bombas de calor, calderas eléctricas u otros equipos eléctricos de proceso. Por tanto, los escenarios térmicos no deben analizarse de manera aislada, sino en conjunto con los escenarios eléctricos, en tanto que, la reducción de la demanda térmica convencional puede disminuir la exposición del sector industrial a la volatilidad de precios del gas, importaciones, restricciones de suministro y emisiones asociadas a combustibles fósiles, pero también incrementa la necesidad de contar con infraestructura eléctrica robusta y energía renovable suficiente para soportar la transición.

Desde la perspectiva de política y planificación energética, estos resultados refuerzan la conveniencia de promover medidas de eficiencia térmica, sustitución tecnológica y diversificación de fuentes de calor industrial. No obstante, también muestran que la transición no elimina la necesidad de planificación del suministro térmico, incluso en el escenario completo, la demanda proyectada alcanza 31,8 GBTUD/año en 2050, lo que indica que el gas natural, la biomasa, la cogeneración, la energía solar térmica y otras alternativas deberán evaluarse como parte de una estrategia integrada para atender calor industrial con menor intensidad de carbono.

6. Resultados del análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad permitió evaluar la magnitud de las desviaciones que podrían presentarse respecto al escenario base, como resultado de la incorporación de variables tecnológicas, energéticas y productivas capaces de modificar la trayectoria de la demanda eléctrica y térmica del Valle del Cauca. A continuación, se detallan los resultados del análisis de sensibilidad para la demanda eléctrica y térmica.

6.1. Sensibilidad de la demanda eléctrica

La sensibilidad de la demanda eléctrica se evalúa a partir de la modificación individual de las variables críticas identificadas para el modelo, manteniendo constantes los demás supuestos. Este ejercicio permite estimar qué variables tienen mayor incidencia sobre la trayectoria eléctrica al 2050 y distinguir entre factores que incrementan la demanda, como la electrificación de procesos y la movilidad eléctrica, y factores que reducen la demanda neta retirada del sistema, como la eficiencia energética y la generación distribuida/autogeneración. En la siguiente tabla, se presenta la variación absoluta y relativa de cada variable respecto al Escenario Completo.

Tabla 7. Sensibilidad de la demanda eléctrica por variable crítica

Variable analizada	Año	Escenario Completo (GWh-año)	Escenario Bajo (GWh-año)	Escenario Alto (GWh-año)	Δ absoluta Escenario Bajo (GWh-año)	Δ absoluta Escenario Alto (GWh-año)	Δ Relativa Escenario Bajo	Δ Relativa Escenario Alto
Electrificación de procesos	2030	6.669,1	6.605,1	6758	-64	+88,9	-0,96%	+1,33%
	2040	7.165,7	7.046,7	7.576	-119	+410,3	-1,66%	+5,73%
	2050	8.406,2	8.216,7	9.274,5	-189,5	+868,3	-2,26%	+10,26%
Generación distribuida/autogeneración	2030	6.669,1	6.730,6	6.528,2	+61,5	-140,9	+0,92%	-2,1%
	2040	7.165,7	7.408,4	6.775,8	+242,7	-389,9	+3,95%	-5,44%
	2050	8.406,2	8.855,3	7.917,2	+449,1	-489	+5,34%	-5,82%
Eficiencia energética	2030	6.669,1	7.375,5	5.563,7	+706,4	-1.105,4	+10,59%	-16,57%
	2040	7.165,7	8.387,3	5.213,6	+1.221,6	-1.952,1	+17,05%	-27,24%
	2050	8.406,2	10.185	5.968,8	+1.778,8	-2.437,4	+21,16%	-29%
Movilidad eléctrica	2030	6.669,1	6.484,7	6.737,2	-184,4	+68,1	-2,76%	+1%
	2040	7.165,7	6.596,9	7.384,6	-568,8	+218,9	-7,94%	+3,1%
	2050	8.406,2	7.328,3	8.834,6	-1077,9	+428,4	-12,83%	+5,1%
Precios de energía eléctrica	2030	6.669,1	6.703,1	6.618,4	+34	-50,7	+0,5%	-0,75%
	2040	7.165,7	7.274,7	7.008,1	+109	-157,5	+1,52%	-2,2%
	2050	8.406,2	8.618,1	8.100,4	+211,9	-305,8	+2,52%	-3,64%

Fuente: Elaboración propia

El análisis de sensibilidad muestra que la demanda eléctrica proyectada presenta respuestas diferenciadas según la variable modificada. Tomando como referencia el Escenario Completo, la

magnitud de las variaciones aumenta hacia 2040 y 2050, lo que evidencia que los supuestos de largo plazo tienen un efecto acumulativo relevante sobre la trayectoria de demanda. En términos generales, la variable que genera la mayor sensibilidad es la eficiencia energética, seguida por la movilidad eléctrica y la electrificación de procesos. En cambio, los precios de la energía eléctrica presentan el menor impacto relativo sobre la demanda proyectada.

En el caso de la electrificación de procesos, el efecto es creciente en el tiempo. En 2030, la variación frente al Escenario Completo es relativamente moderada, con una reducción de -64 GWh-año en el escenario bajo y un aumento de +88,9 GWh-año en el escenario alto. Sin embargo, hacia 2050 la diferencia se amplía considerablemente: el escenario bajo alcanza una reducción de -189,5 GWh-año, mientras que el escenario alto genera un incremento de +868,3 GWh-año, equivalente a una variación relativa de +10,26%. Esto muestra que la electrificación de procesos industriales o productivos puede convertirse en un impulsor importante de la demanda eléctrica en el largo plazo.

Para la generación distribuida/autogeneración, el comportamiento es inverso al de una variable de aumento de consumo: una mayor penetración de autogeneración reduce la demanda atendida por el sistema eléctrico, mientras que una menor penetración la incrementa. En 2030, el escenario bajo incrementa la demanda en +61,5 GWh-año, mientras que el escenario alto la reduce en -140,9 GWh-año. En 2050, estas diferencias aumentan a +449,1 GWh-año y -489 GWh-año, respectivamente. En términos relativos, las variaciones llegan a +5,34% y -5,82%, lo que indica una sensibilidad intermedia, relevante pero menor que la observada en eficiencia energética o movilidad eléctrica, representando una oportunidad significativa para el desarrollo de proyectos de inversión en el largo plazo.

La eficiencia energética es la variable con mayor impacto sobre los resultados. En todos los años analizados presenta las mayores diferencias absolutas y relativas respecto al Escenario Completo. En 2030, el escenario bajo aumenta la demanda en +706,4 GWh-año, mientras que el escenario alto la reduce en -1.105,4 GWh-año. Esta brecha se amplifica hacia 2040, con variaciones de +1.221,6 GWh-año y -1.952,1 GWh-año, y alcanza su mayor expresión en 2050, con +1.778,8 GWh-año en el escenario bajo y -2.437,4 GWh-año en el escenario alto. En términos relativos, la variación llega a +21,16% y -29% en 2050, confirmando que esta es la variable más determinante del análisis de sensibilidad y resulta imprescindible continuar impulsando políticas públicas en este ámbito como el caso del Programa de Uso Racional y Eficiencia de la Energía.

La movilidad eléctrica también muestra un efecto relevante, especialmente en el largo plazo. En el escenario bajo, la demanda se reduce en -184,4 GWh-año en 2030, -568,8 GWh-año en 2040 y -1.077,9 GWh-año en 2050. En contraste, el escenario alto incrementa la demanda en +68,1 GWh-año, +218,9 GWh-año y +428,4 GWh-año para esos mismos años. La mayor variación relativa se observa en 2050, con -12,83% en el escenario bajo y +5,1% en el escenario alto. Esto posiciona a la movilidad eléctrica como una de las variables de mayor sensibilidad, particularmente cuando se consideran escenarios de menor adopción.

Finalmente, los precios de la energía eléctrica presentan las variaciones más acotadas del análisis. En 2030, las diferencias son de apenas +34 GWh-año en el escenario bajo y -50,7 GWh-año en el escenario alto. Hacia 2050, las variaciones aumentan, pero siguen siendo moderadas en comparación con las demás variables: +211,9 GWh-año y -305,8 GWh-año, equivalentes a +2,52% y -3,64%, respectivamente. Esto sugiere que, bajo los supuestos utilizados, la demanda eléctrica es menos

sensible a variaciones en precios que a cambios estructurales asociados a eficiencia, electrificación, autogeneración o movilidad eléctrica.

En síntesis, las mayores variaciones se concentran claramente en la eficiencia energética, que alcanza la mayor desviación absoluta y relativa en 2050. Le siguen la movilidad eléctrica, especialmente en su escenario bajo, y la electrificación de procesos, particularmente en su escenario alto. La generación distribuida/autogeneración presenta un impacto medio, mientras que los precios de la energía eléctrica constituyen la variable de menor sensibilidad dentro del análisis.

6.2. Sensibilidad de la demanda térmica

La sensibilidad de la demanda térmica se analiza considerando las variables que pueden modificar el consumo de gas natural industrial y otros combustibles térmicos convencionales. En este caso, las variables más relevantes corresponden a la electrificación de procesos, eficiencia energética y precios del gas natural, dado que inciden directamente sobre la sustitución tecnológica, la reducción del consumo específico y las decisiones empresariales frente a disponibilidad y costo de combustibles. En la siguiente tabla, se presenta la variación absoluta y relativa de cada variable respecto al escenario BAU.

Tabla 8. Sensibilidad de la demanda térmica por variable crítica

Variable analizada	Año	Escenario Completo(GBTUD-año)	Escenario Bajo (GBTUD-año)	Escenario Alto (GBTUD-año)	Δ absoluta Escenario Bajo (GBTUD-año)	Δ absoluta Escenario Alto (GBTUD-año)	Δ Relativa Escenario Bajo	Δ Relativa Escenario Alto
Electrificación de procesos	2030	32,9	33,28	32,39	+0,38	-0,51	+1,16%	-1,55%
	2040	31,3	31,86	29,52	+0,56	-1,78	+1,79%	-5,69%
	2050	31,8	33,33	29,23	+1,53	-2,57	+4,81%	-8,09%
Eficiencia energética	2030	32,9	37,2	26,41	+4,3	-6,49	+13,1%	-19,73%
	2040	31,3	37,24	21,96	+5,94	-9,34	+19%	-29,85
	2050	31,8	39,04	21,84	+7,24	-9,96	+22,8%	-31,33
Precios del gas natural	2030	32,9	33,15	32,54	+0,25	-0,36	+0,76%	-1,1%
	2040	31,3	31,92	30,42	+0,62	-0,88	+2%	-2,82%
	2050	31,8	32,86	30,35	+1,06	-1,45	+3,34%	-4,57%

Fuente: Elaboración propia

El análisis de sensibilidad evidencia que la demanda térmica responde de manera diferenciada frente a cambios en la electrificación de procesos, la eficiencia energética y los precios del gas natural. Las diferencias respecto del Escenario Completo aumentan progresivamente entre 2030 y 2050, mostrando el efecto acumulativo de los supuestos considerados. Entre las variables analizadas, la eficiencia energética presenta, con amplia diferencia, las mayores variaciones absolutas y relativas, seguida por la electrificación de procesos. Los precios del gas natural registran el menor impacto.

En la electrificación de procesos, las diferencias son inicialmente moderadas, pero se amplían hacia el final del horizonte. En 2030, el escenario bajo alcanza 33,28 GBTUD-año, lo que representa un aumento de 0,38 GBTUD-año —equivalente al 1,16 %— respecto del Escenario Completo. El escenario alto reduce la demanda en 0,51 GBTUD-año, correspondiente a una variación de -1,55 %.

Para 2050, las diferencias aumentan hasta +1,53 GBTUD-año (+4,81 %) en el escenario bajo y -2,57 GBTUD-año (-8,09 %) en el escenario alto. Esto indica que la electrificación de procesos tiene una influencia creciente en el tiempo y que su escenario alto genera un efecto más pronunciado sobre la reducción de la demanda térmica.

La eficiencia energética es la variable que produce las mayores variaciones de todo el análisis. En 2030, el escenario bajo incrementa la demanda en 4,30 GBTUD-año (+13,1 %), mientras que el escenario alto la reduce en 6,49 GBTUD-año (-19,73 %). En 2040, estas diferencias aumentan a +5,94 GBTUD-año (+19 %) y -9,34 GBTUD-año (-29,85 %), respectivamente. Finalmente, en 2050, el escenario bajo alcanza 39,04 GBTUD-año, equivalente a un aumento de 7,24 GBTUD-año (+22,8 %), mientras que el escenario alto disminuye hasta 21,84 GBTUD-año, con una diferencia de -9,96 GBTUD-año (-31,33 %). Estos resultados confirman que los supuestos sobre eficiencia energética constituyen el principal factor de incertidumbre de la proyección.

Los precios del gas natural presentan una sensibilidad comparativamente menor. En 2030, el escenario bajo genera un incremento de 0,25 GBTUD-año (+0,76 %), mientras que el escenario alto produce una disminución de 0,36 GBTUD-año (-1,1 %). Hacia 2050, las variaciones se amplían a +1,06 GBTUD-año (+3,34 %) en el escenario bajo y -1,45 GBTUD-año (-4,57 %) en el escenario alto. Aunque su efecto aumenta en el largo plazo, continúa siendo considerablemente inferior al asociado con la eficiencia energética y la electrificación de procesos.

En términos comparativos, la mayor desviación absoluta se presenta en el escenario alto de eficiencia energética en 2050, con una reducción de 9,96 GBTUD-año. Asimismo, esta variable registra la mayor variación relativa, de -31,33 %. La segunda variable más influyente es la electrificación de procesos, cuya máxima variación alcanza -2,57 GBTUD-año (-8,09 %), mientras que los precios del gas natural presentan la menor sensibilidad, con una desviación máxima de -1,45 GBTUD-año (-4,57 %).

En conclusión, los resultados muestran que la trayectoria futura de la demanda térmica estará determinada principalmente por el nivel de eficiencia energética alcanzado. La electrificación de procesos constituye un segundo factor relevante, especialmente en el largo plazo, mientras que las variaciones en los precios del gas natural tienen un efecto más acotado. También se observa que, para las tres variables, los escenarios altos generan reducciones más intensas que los incrementos producidos por los escenarios bajos, evidenciando una respuesta asimétrica de la demanda frente a los supuestos analizados.

6.3. Lectura de actividades industriales estratégicas en el análisis de sensibilidad

Las actividades industriales estratégicas identificadas para Valle Verde se utilizan como una lectura cualitativa complementaria del análisis de sensibilidad. Dado que no se cuenta con información confirmada sobre escala, fecha de entrada en operación, potencia requerida o consumo energético específico, estas actividades no se incorporan como cargas puntuales dentro del escenario BAU. No obstante, permiten identificar qué variables podrían adquirir mayor relevancia en caso de materializarse nuevas inversiones industriales, especialmente electrificación de procesos, eficiencia energética, precios relativos de la energía, autogeneración y sustitución de combustibles térmicos convencionales. A continuación, se presenta la relación de las actividades industriales estratégicas con las variables de sensibilidad que podrían verse afectadas.

Tabla 9. Vinculación entre actividades industriales estratégicas y variables críticas de demanda energética

Actividad estratégica	Variable de sensibilidad asociada	Efecto esperado sobre la demanda	Tratamiento en el análisis
SAF	Electrificación de procesos	Puede aumentar la demanda eléctrica y térmica industrial, dependiendo de la ruta tecnológica seleccionada. Si se integra con hidrógeno verde o combustibles sintéticos, el efecto principal se trasladaría hacia mayor demanda eléctrica.	Se interpreta como actividad prospectiva con posible incidencia en la demanda eléctrica y térmica, sin incorporarse como carga puntal en el BAU.
Química verde	Electrificación de procesos, eficiencia energética	Puede generar nueva demanda industrial por instalación de capacidad productiva adicional, pero con menor intensidad energética relativa frente a rutas petroquímicas convencionales si incorpora procesos eficientes, materias primas renovables e integración energética.	Se interpreta como una actividad de crecimiento industrial con potencial de eficiencia relativa, no como una carga homogéneamente más intensiva que la química tradicional.
Hidrógeno verde	Electrificación de procesos, generación distribuida/autogeneración	Aunque la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis implica consumos eléctricos elevados, estos suelen estar asociados a esquemas de generación renovable dedicada o sistemas aislados, por lo que no necesariamente se reflejan como incrementos directos en la demanda del SIN. Su impacto en demanda térmica es limitado en la etapa de producción, pero puede aumentar en procesos posteriores de transformación a derivados como amoníaco o metanol.	Se incorpora como referencia conceptual dentro de escenarios de alta electrificación y disponibilidad de energías renovables, sin ser modelado como demanda base ni como incremento directo de la demanda del SIN. Su desarrollo se considera un factor potencial de transformación industrial más que un determinante cuantificado de la demanda proyectada.
Infraestructura digital y servicios tecnológicos avanzados	Autogeneración	Refuerza la necesidad de suministro eléctrico continuo, estable y de alta calidad. Su efecto depende de la escala, ocupación y expansión de la infraestructura digital instalada.	Se considera como señal de sofisticación productiva y requerimientos de confiabilidad eléctrica, no como carga específica modelada.

Fuente: Elaboración propia

Los resultados del análisis de sensibilidad permiten precisar la relevancia de estas actividades industriales estratégicas dentro de la trayectoria energética futura del Valle del Cauca. En la demanda eléctrica, las variables con mayor capacidad de modificar la curva hacia 2050 son la movilidad eléctrica, la electrificación de procesos productivos y la eficiencia energética.

Esta lectura permite identificar que las actividades estratégicas con mayor capacidad de presionar la demanda eléctrica serían aquellas vinculadas a nuevos usos intensivos de electricidad. En este grupo destaca el hidrógeno verde, dado que su producción mediante electrólisis depende directamente de electricidad renovable y podría activar una trayectoria de alta electrificación. De manera similar, la producción de SAF podría incrementar la demanda eléctrica si se integra con hidrógeno verde, combustibles sintéticos o etapas intensivas en compresión, separación y control de procesos. En estos casos, la sensibilidad a la electrificación no debe entenderse solo como sustitución de equipos existentes, sino también como una señal de posible transformación de la estructura productiva hacia actividades con mayores requerimientos eléctricos.

En contraste, la química verde debe interpretarse con una lógica más balanceada. Esta actividad podría generar nueva demanda industrial por la instalación de procesos productivos adicionales; sin embargo, los resultados de sensibilidad muestran que la eficiencia energética es una variable crítica para contener el crecimiento de la demanda. Por ello, la materialización de proyectos de química verde tendría un efecto energético distinto dependiendo de si se implementan procesos eficientes, integración térmica, recuperación de calor, mejores tecnologías disponibles y esquemas de autogeneración. En otras palabras, la química verde no solo debe evaluarse por la nueva demanda que podría generar, sino por su capacidad de sustituir rutas productivas más intensivas en energía y carbono.

Para la demanda térmica, los resultados muestran que las tres variables analizadas, electrificación de procesos, eficiencia energética y precios del gas natural, generan reducciones relevantes frente al BAU.

Bajo esta perspectiva, actividades como SAF y química verde tendrían una relación directa con la demanda térmica, dado que pueden requerir calor de proceso, vapor, separación, destilación, reacción, refrigeración o acondicionamiento de insumos. Sin embargo, su impacto final dependerá de la ruta tecnológica y del grado de eficiencia incorporado desde el diseño del proyecto. Si estas actividades se desarrollan bajo esquemas intensivos en gas natural, podrían mantener presión sobre la demanda térmica convencional. En cambio, si incorporan electrificación parcial, biomasa, cogeneración, solar térmica o recuperación de calor, podrían alinearse con las reducciones observadas en los escenarios altos de eficiencia y electrificación térmica.

En el caso de la infraestructura digital y los servicios tecnológicos avanzados, la sensibilidad no se interpreta a partir de una carga específica incorporada al modelo, sino desde la necesidad de confiabilidad eléctrica, continuidad del suministro y gestión de demanda. Este tipo de actividad puede aumentar la relevancia de soluciones de autogeneración, respaldo, almacenamiento y calidad del suministro, especialmente en un contexto donde la demanda eléctrica futura podría verse presionada por movilidad eléctrica, electrificación industrial y nuevos usos tecnológicos. Por tanto, su importancia no radica únicamente en el volumen potencial de consumo, sino en el tipo de suministro requerido: continuo, estable, redundante y con baja tolerancia a interrupciones.

7. Impacto de las políticas energéticas en la demanda proyectada

Las políticas energéticas cumplen un rol relevante en la evolución de la demanda proyectada, aunque su efecto no debe interpretarse únicamente como un incremento o reducción directa del consumo energético observado. En el contexto de la transición energética, la política pública actúa principalmente como un factor habilitante y modulador de la demanda, en la medida en que crea condiciones regulatorias, económicas e institucionales para acelerar la adopción de nuevas tecnologías, promover eficiencia energética, facilitar la autogeneración, incentivar la electrificación de usos finales y reducir barreras para la integración de fuentes renovables.

En este sentido, el impacto de las políticas energéticas sobre la demanda se manifiesta a través de canales indirectos pero estructurales, enlistados a continuación:

- Reducción del consumo específico mediante eficiencia energética
- Aumento de la demanda eléctrica por electrificación de procesos, movilidad eléctrica e hidrógeno verde
- Reducción de la demanda neta de red mediante autogeneración y generación distribuida
- Moderación de la demanda térmica convencional por sustitución de combustibles, biomasa, solar térmica o electrificación del calor
- Menor incertidumbre para inversiones industriales y energéticas de largo plazo.

Por tanto, las políticas no necesariamente alteran de forma inmediata las series históricas de demanda, pero sí modifican las condiciones bajo las cuales la demanda futura puede materializarse.

El marco normativo presentado en la Sección 2 constituye la base institucional sobre la cual se configuran los efectos de política pública sobre la demanda energética. En esta sección, el análisis se centra no en la descripción de los instrumentos, sino en los mecanismos mediante los cuales estos inciden sobre la demanda observada y proyectada.

En la siguiente tabla se detallan las principales normativas que tienen incidencia de manera indirecta sobre la demanda energética histórica y proyectada.

Tabla 10. Principales normativas relacionadas a demanda de energía eléctrica

Año	Instrumento	Descripción	Mecanismo de incidencia sobre la demanda
2014	Ley 1715	Se regula la integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) al Sistema Energético Nacional. Busca promover el desarrollo sostenible, la reducción de emisiones y la eficiencia energética a través de incentivos tributarios para inversiones en energías renovables (solar, eólica, biomasa) y gestión eficiente de la energía.	Incentiva FNCER, eficiencia energética, autogeneración y gestión eficiente de la energía; puede reducir demanda neta de red y habilitar sustitución de fuentes convencionales.

2015	Plan Energético Nacional	Hoja de ruta estratégica a 30 años que busca alcanzar la carbono neutralidad para 2050 mediante una transición energética justa, la diversificación de la matriz con fuentes renovables, el impulso a la eficiencia energética y la descarbonización de la economía para garantizar la seguridad y soberanía energética del país.	Orienta la planificación de largo plazo, identifica trayectorias tecnológicas y reduce incertidumbre para decisiones de inversión energética.
2018	Plan de Electrificación Rural	Instrumento estratégico que busca cerrar la brecha de cobertura eléctrica en zonas rurales y apartadas mediante la extensión de redes y soluciones aisladas, priorizando el uso de energías renovables para fomentar el desarrollo socioeconómico, mejorar la calidad de vida y fortalecer la equidad territorial en las regiones más vulnerables de Colombia.	Amplía cobertura y acceso, principalmente en zonas no interconectadas o con restricciones; su efecto sobre demanda industrial urbana es indirecto.
2019	Ley 1964	Normatividad que promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia mediante la creación de incentivos tributarios, descuentos en el SOAT y la revisión técnico-mecánica, además de establecer metas de infraestructura de carga y cuotas mínimas de vehículos sostenibles en la contratación pública para acelerar la transición hacia la movilidad de cero emisiones.	Promueve vehículos eléctricos y de cero emisiones; incrementa demanda eléctrica asociada a movilidad y reduce consumo de combustibles líquidos.
2021	Ley 2099	Marco legal conocido como la Ley de Transición Energética que moderniza el sector para incentivar la utilización de fuentes no convencionales, reconociendo oficialmente el hidrógeno verde y azul como energías limpias, fortaleciendo los incentivos tributarios para proyectos renovables y promoviendo el uso de tecnologías de captura de carbono y almacenamiento de energía para dinamizar el mercado y la reactivación económica del país.	Fortalece transición energética, FNCER, almacenamiento, hidrógeno y modernización del mercado; habilita electrificación, autogeneración e inversión en nuevas tecnologías.
2022	PROURE / PAI de eficiencia energética	El Plan de acción indicativo - Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía es un documento que determina metas de ahorro de energía sectoriales y las acciones y medidas de eficiencia energética para alcanzarlas.	Define metas y medidas de eficiencia; reduce consumo específico eléctrico y térmico en industria, edificaciones y transporte.

2023	Ley 2294	Normatividad que expide el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, la cual prioriza la transformación productiva y la acción climática mediante la creación de las Comunidades Energéticas, el impulso al hidrógeno verde y azul como fuentes limpias, y el fortalecimiento de la eficiencia energética en edificios públicos para consolidar un modelo de desarrollo sostenible y resiliente al clima.	Refuerza transición productiva, comunidades energéticas, hidrógeno y eficiencia; habilita nuevos modelos de generación, consumo y gestión local de energía.
------	----------	--	---

Fuente: Elaboración propia en base a [25], [26], [27], [28], [29], [30]

7.1. Análisis histórico del impacto de políticas sobre la demanda observada

El presente análisis permite diferenciar entre el marco habilitante creado por la política pública y su efecto observable en las series de demanda energética. En el periodo reciente, la demanda eléctrica nacional ha mantenido una trayectoria creciente, relativamente alineada con el comportamiento de la economía. A nivel nacional, la demanda eléctrica pasó de aproximadamente 63.571 GWh [31] en 2014 a 82.085 GWh en 2024 [32], equivalente a un crecimiento acumulado cercano al 29,1% y una tasa anual compuesta de aproximadamente 2,6%. En el mismo periodo, el PIB real nacional creció alrededor de 27,3%, con una tasa anual compuesta cercana al 2,4%. Esta comparación sugiere que la demanda eléctrica ha crecido ligeramente por encima de la actividad económica, aunque sin evidenciar todavía una ruptura estructural atribuible exclusivamente a la política energética.

Tabla 11. Comparación del crecimiento del PBI y la demanda de energía eléctrica en Colombia (2014-2024)

Indicador	Período	Crecimiento acumulado	Tasa anual compuesta
Demanda eléctrica nacional	2014-2024	29,1%	2,6%
PIB nacional	2014-2024	27,3%	2,4%

Fuente: Elaboración propia.

Este resultado no implica que las políticas energéticas carezcan de impacto, sino que su efecto sobre la demanda agregada aún se expresa de manera gradual y mezclada con otros factores, como crecimiento económico, recuperación pospandemia, condiciones climáticas, dinámica del mercado regulado, expansión del mercado no regulado, eficiencia energética y cambios tecnológicos. En otras palabras, la señal de política pública puede estar presente, pero no necesariamente es separable de manera directa en las series históricas agregadas.

En el caso del Valle del Cauca, la lectura histórica muestra una dinámica de desacople relativo entre crecimiento económico y demanda eléctrica. Para el periodo comparable 2015–2023, la demanda eléctrica regional pasó de aproximadamente 7.170,2 GWh a 7.180,7 GWh [33], [34], lo que representa un crecimiento acumulado cercano al 0,15% y una tasa anual compuesta aproximada de 0,018%. En contraste, el PIB real departamental creció cerca de 28,3% en el mismo periodo, equivalente a una tasa anual compuesta cercana al 3,11% [35]. Este comportamiento sugiere que la economía regional ha logrado crecer con una demanda eléctrica que aumenta a menor ritmo, posiblemente por cambios

en composición sectorial, eficiencia, dinámica empresarial, estructura productiva y adopción gradual de tecnologías de gestión energética.

Tabla 12. Comparación del crecimiento del PBI y la demanda de energía eléctrica en Valle del Cauca (2015-2023)

Indicador	Período	Crecimiento acumulado	Tasa anual compuesta
Demanda eléctrica de Valle del Cauca	2015-2023	0,15%	0,018%
PIB Valle del Cauca	2015-2023	28,3%	3,11%

Fuente: Elaboración propia.

Por tanto, la evidencia histórica no permite afirmar que las políticas energéticas hayan sido el principal determinante cuantitativo del crecimiento de la demanda eléctrica observada a nivel departamental, pero sí muestra que existe un marco de política que ha incidido en las condiciones de consumo, inversión y sustitución tecnológica. En este sentido, la política energética no se comporta como una variable aislada de demanda, sino como un conjunto de condiciones que habilitan o aceleran la materialización de las variables ya incorporadas en los escenarios: eficiencia energética, electrificación, generación distribuida, autogeneración, movilidad eléctrica y sustitución de combustibles.

7.2. Mecanismos de incidencia sobre la demanda proyectada

Para efectos de la proyección al 2050, el impacto de las políticas energéticas se expresa a través de cinco mecanismos principales.

En primer lugar, las políticas de eficiencia energética tienden a reducir la demanda proyectada al disminuir el consumo específico por unidad de producción. Este efecto es especialmente relevante en procesos térmicos industriales, donde la modernización de calderas, hornos, motores, sistemas de vapor, recuperación de calor y control energético puede reducir tanto consumo eléctrico como térmico. En este sentido, instrumentos como el PROURE no reducen necesariamente la actividad económica, sino la intensidad energética con la que dicha actividad se desarrolla.

En segundo lugar, las políticas de electrificación y movilidad eléctrica tienden a aumentar la demanda eléctrica, al trasladar consumos actualmente atendidos con combustibles líquidos o gaseosos hacia electricidad. Este efecto puede observarse en la movilidad eléctrica, promovida por la Ley 1964 de 2019, y en la electrificación de calor industrial de baja y media temperatura. Aunque este incremento puede elevar la demanda eléctrica, también puede reducir la demanda de combustibles fósiles y las emisiones asociadas.

En tercer lugar, las políticas de promoción de FNCER, autogeneración y generación distribuida pueden reducir la demanda neta retirada de la red, aun cuando el consumo energético total de las industrias se mantenga o aumente. La Ley 1715 creó un marco para incentivar fuentes no convencionales, gestión eficiente de la energía y respuesta de la demanda, mientras que los esquemas de incentivos tributarios de la UPME incluyen solicitudes asociadas a FNCE, gestión eficiente de energía, vehículos eléctricos, almacenamiento e hidrógeno. En términos del modelo, este efecto se relaciona directamente con la variable de generación distribuida/autogeneración.

En cuarto lugar, las políticas asociadas a hidrógeno pueden habilitar el desarrollo de nuevas cargas eléctricas de alta intensidad energética, particularmente en proyectos de electrólisis a escala industrial.

La Ley 2099 reconoce el hidrógeno verde y azul dentro del marco de transición energética, y la Hoja de Ruta del Hidrógeno busca impulsar su desarrollo en Colombia. No obstante, estos consumos suelen estar asociados a esquemas de generación renovable dedicada o sistemas energéticos aislados, por lo que no necesariamente se traducen en incrementos directos de la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En este sentido, para el Valle del Cauca, este mecanismo se interpreta principalmente como una señal prospectiva de transformación industrial, caracterizada por altos niveles de incertidumbre en cuanto a su escala, localización y temporalidad, más que como un determinante cuantificado de la demanda proyectada.

En quinto lugar, las políticas de planificación y expansión del sistema eléctrico inciden sobre la demanda de manera habilitante. No crean demanda por sí mismas, pero permiten que nuevas cargas industriales, autogeneración, almacenamiento, movilidad eléctrica, hidrógeno o electrificación de procesos puedan conectarse de forma confiable. Por tanto, su impacto se refleja en la reducción de cuellos de botella, mejora de confiabilidad, disponibilidad de capacidad de conexión y mayor certidumbre para la inversión privada.

En conclusión, las políticas energéticas públicas no deben interpretarse como el principal determinante histórico de la demanda observada, pero sí como un factor habilitante y acelerador de las trayectorias futuras puesto que su efecto no se limita a aumentar o reducir el consumo total, sino que modifica la composición de la demanda entre electricidad, gas natural, combustibles líquidos, biomasa, autogeneración y otras fuentes renovables.

Para el Valle del Cauca, esto implica que el escenario BAU debe mantenerse como una trayectoria conservadora basada en continuidad económica, tecnológica, del marco normativo y productiva. Sin embargo, se plantea la hipótesis que los escenarios alternativos son el resultado del efecto habilitante de las políticas públicas vigentes sobre variables críticas como electrificación de procesos, eficiencia energética, movilidad eléctrica, generación distribuida, autogeneración, precios relativos y sustitución de combustibles térmicos. En particular, políticas como Ley 1715, Ley 2099, PROURE, Ley 1964, el Plan Energético Nacional y la Hoja de Ruta del Hidrógeno influyen en la aceleración de la transición hacia una demanda eléctrica más relevante y una demanda térmica convencional más moderada.

Así, la política energética debe entenderse como una condición de materialización de escenarios, ya que en ausencia de marcos regulatorios, incentivos, infraestructura y señales de planificación, la trayectoria de demanda tendería a acercarse al BAU. No obstante, según lo evidenciado en secciones anteriores, la existencia e implementación efectiva de políticas acompañada de instrumentos financieros e inversiones habilitantes, desplaza la demanda hacia escenarios de mayor electrificación, mayor autogeneración, menor intensidad energética y menor dependencia de combustibles térmicos convencionales.

8. Medición de empleo y estimación de costos de inversión

La medición de empleo y la estimación de costos de inversión se desarrollan como una aproximación preliminar de orden de magnitud, orientada a identificar los requerimientos económicos y laborales asociados a la infraestructura energética habilitante para atender la demanda proyectada del Valle del Cauca. Este análisis no corresponde a una ingeniería de detalle ni a una evaluación financiera de proyectos individuales, sino a una estimación indicativa basada en proyectos de expansión y modernización eléctrica identificados para el departamento, así como en referencias de empleo asociadas a obras energéticas comparables.

8.1. Estimación preliminar de costos de inversión

Los planes de expansión y modernización del sistema eléctrico identificados para el Valle del Cauca muestran un proceso de fortalecimiento progresivo de la infraestructura de transmisión, subtransmisión y distribución, orientado a mejorar la confiabilidad del suministro, ampliar la capacidad de conexión de nuevas cargas industriales y preparar al territorio para una mayor integración de energías renovables y soluciones de autogeneración.

En primer lugar, a nivel de transmisión, destaca el Refuerzo Suroccidental 500 kV – Proyecto La Virginia-Alfárez, una obra estratégica del sistema eléctrico nacional adjudicada por la UPME y vinculada al fortalecimiento del suministro en el suroccidente colombiano. De acuerdo con la ANLA, el proyecto contempla una línea de transmisión de 500 kV entre las subestaciones La Virginia, en Risaralda, y Alfárez, en el Valle del Cauca, con una longitud aproximada de 207 km y paso por 17 municipios, incluyendo Cartago, Zarzal, Tuluá, Buga, Palmira, Candelaria y Cali. Esta infraestructura es relevante porque incrementa la robustez del sistema de alta tensión y mejora la capacidad de transporte eléctrico hacia el área suroccidental, donde se ubican importantes corredores industriales y logísticos [36], [37].

A este refuerzo se suman nuevas obras previstas en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, entre ellas la instalación de segundos transformadores 500/230 kV de 450 MVA en las subestaciones San Marcos y La Virginia, junto con sus respectivas bahías de transformación, con fecha de puesta en operación prevista para diciembre de 2028. Estas obras son clave para aumentar la capacidad de transformación entre niveles de tensión y aliviar posibles restricciones de conexión en nodos críticos del sistema [38].

En el corredor Pacífico, también se identificó la Subestación Pacífico 230 kV y sus líneas de transmisión asociadas hacia la Subestación San Marcos, en Yumbo. La convocatoria UPME contempla una línea de doble circuito a 230 kV de aproximadamente 74 km, con una inversión reportada de alrededor de USD 32,2 millones. Esta obra tiene especial importancia para Buenaventura y el corredor logístico-portuario, ya que permitiría mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico y ampliar la capacidad disponible para actividades industriales, portuarias, logísticas y de servicios asociados [39].

En paralelo, a nivel de distribución y subtransmisión urbana, EMCALI anunció una inversión aproximada de COP \$330.000 millones para la ampliación y modernización de cinco subestaciones de potencia en Cali y Yumbo: Pance, Mulaló, Menga, Chipichape y Centro. Según la empresa, estas acciones forman parte de su plan de inversiones y buscan mejorar la capacidad del sistema, garantizar un suministro continuo, seguro y de alta calidad, y responder al crecimiento de la demanda en Cali,

Puerto Tejada y Yumbo. Dentro de este paquete, la subestación Mulaló destaca como la inversión más representativa, con cerca de COP \$120.000 millones, por su condición de nueva infraestructura y su interacción con el sistema de transmisión nacional y regional.

Asimismo, Celsia ha venido incorporando soluciones de modernización tecnológica en la red del Valle del Cauca. Un ejemplo concreto es la Subestación Digital Vijes 115 kV, con una inversión de COP \$21.364 millones, que permitió ampliar en 25 MVA la disponibilidad de capacidad para atender el crecimiento poblacional y económico de Vijes, Restrepo y Rozo, en Palmira. La empresa reportó que esta obra generó 95 puestos de trabajo durante su construcción, con una duración aproximada de nueve meses, y que facilita la conexión de futuros proyectos de generación con energías alternativas en la zona [40].

Con base en los proyectos identificados, se estima que la expansión y modernización eléctrica vinculada al Valle del Cauca podría representar una inversión total del orden de COP \$1,8 a \$3,3 billones. Este rango integra, por un lado, inversiones con monto explícitamente publicado, como los COP \$330.000 millones de EMCALI, los COP \$21.364 millones de Celsia y los USD 32,2 millones de la Subestación Pacífico, y, por otro lado, estimaciones de orden de magnitud para obras de transmisión de alta tensión, transformación 500/230 kV, bahías, líneas y subestaciones asociadas al Refuerzo Suroccidental. Debe resaltarse que esta cifra no corresponde necesariamente a inversión fiscal directa del Estado colombiano, sino a inversión planificada, habilitada o regulada por el Estado a través de instrumentos como los planes de expansión y convocatorias de la UPME. En la siguiente tabla se sintetizan los costos de inversión detallados anteriormente.

Tabla 13. Síntesis de la estimación preliminar de costos de inversión en infraestructura energética habilitante

Componente	Inversión estimada	Fuente/Criterio	Rol frente a la demanda proyectada
Refuerzo Suroccidental 500 kV – Proyecto La Virginia–Alfárez	COP \$1,3-2,5 billones	Proyecto estratégico de transmisión	Fortalece transmisión eléctrica hacia el suroccidente y mejora robustez regional
Segundos transformadores 500/230 kV en San Marcos y La Virginia	COP \$220.000 millones	Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039	Aumenta capacidad de transformación y reduce restricciones en nodos críticos
Subestación Pacífico 230 kV y líneas asociadas	USD 32,2 millones	Convocatoria UPME	Mejora capacidad para el corredor Pacífico-logístico
Modernización de subestaciones EMCALI en Cali y Yumbo	COP \$330.000 millones	Monto anunciado por la empresa	Refuerza capacidad urbana, industrial y de distribución
Subestación Digital Vijes 115 kV	COP \$21.364 millones	Monto reportado por Celsia	Amplía capacidad en 25 MVA y facilita conexión de proyectos renovables
Total estimado de infraestructura habilitante	COP \$1,8–\$3,3 billones	Estimación propia con base en proyectos identificados	Permite atender crecimiento de demanda, electrificación,

			autogeneración y nuevas cargas industriales
--	--	--	---

Fuente: Elaboración propia con base en proyectos de expansión y modernización eléctrica identificados.

8.2. Estimación preliminar de empleo asociado

La ejecución de los proyectos de expansión y modernización eléctrica identificados también tendría un efecto relevante sobre la generación de empleo temporal en el Valle del Cauca. Este empleo se concentraría principalmente durante las fases de construcción, montaje, instalación electromecánica, obras civiles, pruebas, interventoría y puesta en marcha de infraestructura de transmisión, subtransmisión y distribución.

En términos de empleo, los proyectos identificados podrían generar entre 4.800 y 11.000 empleos temporales directos durante las fases de construcción, montaje, instalación electromecánica, obras civiles, pruebas, interventoría y puesta en marcha. Esta estimación se construye tomando como referencia el caso de la Subestación Digital Vijes, donde una inversión de COP \$21.364 millones generó 95 empleos, y ajustando dicho coeficiente a proyectos de mayor escala, donde una proporción importante del CAPEX se destina a equipos especializados, transformadores, estructuras metálicas, conductores, sistemas de protección, automatización y tecnología importada [40].

En la siguiente tabla se resume la estimación de empleos temporales por proyecto.

Tabla 14. Síntesis de la estimación preliminar de empleos asociados a infraestructura energética habilitante

Proyecto	Empleos estimados
Refuerzo Suroccidental 500 kV – Proyecto La Virginia–Alfárez	2.500-6.000 empleos temporales
Segundos transformadores 500/230 kV en San Marcos y La Virginia	900-1.500 empleos temporales
Subestación Pacífico 230 kV y líneas asociadas	500-1.000 empleos temporales
Modernización de subestaciones EMCALI en Cali y Yumbo	900-2.500 empleos temporales
Subestación Digital Vijes 115 kV	95 empleos reportados
Total estimado de empleos generados	4.800-11.000 empleos temporales

Fuente: Elaboración propia con base en proyectos de expansión y modernización eléctrica identificados.

Si se consideran empleos indirectos e inducidos, servicios logísticos, transporte, alimentación, seguridad, hospedaje, proveedores de materiales, servicios profesionales, ingeniería, mantenimiento y actividades de apoyo, el efecto total podría ubicarse entre 6.000 y 16.000 empleos temporales a lo largo del ciclo de ejecución de los proyectos. No obstante, este rango debe interpretarse como una aproximación preliminar, ya que la generación real de empleo dependerá del calendario efectivo de construcción, el grado de contratación local, la simultaneidad de las obras, el origen de los equipos y la participación de proveedores regionales.

8.3. Implicancias para la demanda proyectada

En conclusión, los planes de expansión eléctrica identificados no deben entenderse únicamente como un aumento de la oferta de generación eléctrica dentro del Valle del Cauca, sino principalmente como una ampliación de la capacidad habilitante del sistema eléctrico. Es decir, estas inversiones fortalecen la red para conectar nuevas cargas industriales, mejorar la confiabilidad del suministro, reducir

restricciones de transmisión y facilitar la integración futura de proyectos solares, cogeneración, almacenamiento, autogeneración y nuevas demandas productivas asociadas a sectores como manufactura, logística, agroindustria, cadena de frío, hidrógeno verde, combustibles sostenibles y química verde.

En consecuencia, la inversión estimada de COP \$1,8 a \$3,3 billones y el empleo temporal asociado deben interpretarse como condiciones habilitantes para que la trayectoria de demanda proyectada pueda materializarse de manera confiable y competitiva. Bajo escenarios de mayor electrificación industrial, movilidad eléctrica, generación distribuida, autogeneración o incorporación de nuevas actividades productivas, la infraestructura de transmisión y distribución adquiere un rol crítico no solo para atender mayores consumos eléctricos, sino también para garantizar calidad, continuidad y resiliencia del suministro.

Esta estimación permite vincular la proyección de demanda eléctrica y térmica con sus implicaciones económicas preliminares. La demanda futura no solo requerirá energía disponible, sino también inversiones en capacidad de conexión, transformación, transporte y distribución. A su vez, dichas inversiones generan oportunidades de empleo temporal e inducen actividad económica local durante su ejecución, especialmente si se logra una mayor participación de proveedores, contratistas y mano de obra regional.

No obstante, es importante precisar que la disponibilidad agregada de energía y la existencia de planes de expansión no garantizan, por sí solas, la conexión inmediata de una nueva carga industrial en un punto específico del territorio. En consulta directa realizada a la UPME, la entidad indicó que la normatividad vigente no contempla una capacidad disponible de conexión consolidada y oficial por departamento o área operativa, dado que la capacidad efectiva es dinámica y depende de condiciones operativas, proyectos concurrentes, estudios específicos e información administrada por transportadores y Operadores de Red. Asimismo, la UPME señaló que, si bien en los procesos de asignación de capacidad de transporte se calculan capacidades por barra para subestaciones del STN y STR, dicha información corresponde a ciclos y condiciones específicas, y no reemplaza la evaluación individual requerida para un proyecto o usuario determinado.

Por tanto, la oportunidad real de conexión debe entenderse como una condición que se define caso por caso. Para un usuario industrial en media tensión, especialmente en zonas de alta concentración productiva como Yumbo, Acopi o el corredor Palmira-Candelaria, la factibilidad dependerá del punto de conexión disponible, la capacidad remanente de transformadores y circuitos, el nivel de tensión requerido, la cargabilidad de la red, las posibles obras de expansión o refuerzo y los plazos técnicos y administrativos definidos por el Operador de Red competente. En ese sentido, la UPME recomienda que la información específica sobre red local sea solicitada directamente a los transportadores u Operadores de Red propietarios de los activos involucrados, entre ellos ISA Intercolombia, Enlaza, Celsia Colombia, EMCALI y la Empresa de Energía de Pereira, según corresponda.

Por ejemplo, para el nodo de San Marcos del STR en Yumbo, se tendría que hacer consulta a la empresa Interconexión Eléctrica S.A E.S.P. para verificar si un determinado proyecto podría conectarse. Cabe mencionar que este es uno de los 3 nodos en Valle del Cauca que han excedido o excederán su capacidad en el corto plazo. El nodo San Marcos de 115 y Juanchito 115 deberían agotar su capacidad en 2026, mientras el nodo de San Luis 115 agotará su capacidad en 2029. Otros nodos como el de Candelaria 115, Yumbo 220 o Termoyumbo 220 no figuran en este listado, pero su capacidad de

conexión debe consultarse con los operadores respectivos [41]. A pesar de ello, es necesario notar que ningún nodo de Valle del Cauca fue listado como contingencia crítica por XM en su informe de marzo de 2026 [42], mostrando que si bien pueden existir demoras o dificultades, la infraestructura del Valle no se encuentra en riesgo de colapso.

En síntesis, la expansión de infraestructura energética constituye una condición crítica para que el Valle del Cauca pueda sostener su crecimiento industrial y avanzar hacia un modelo productivo bajo en carbono. Sin embargo, la demanda proyectada al 2050 debe leerse junto con dos niveles de análisis complementarios: por un lado, las inversiones habilitantes de transmisión y distribución necesarias para atender el crecimiento estructural de la demanda; y, por otro, la validación específica de capacidad de conexión en los nodos, subestaciones o circuitos de interés para cada nuevo proyecto industrial. Por ello, cualquier decisión de inversión que dependa de la disponibilidad de conexión deberá ser complementada con consultas formales a los Operadores de Red competentes, a fin de confirmar capacidad remanente, restricciones locales, obras requeridas y tiempos estimados de conexión.

9. Conclusiones

La estimación de la demanda eléctrica y térmica del Valle del Cauca permite concluir que el departamento cuenta con una trayectoria de crecimiento energético moderada bajo condiciones BAU, pero expuesta a cambios estructurales derivados de la electrificación industrial, la eficiencia energética, la autogeneración, la sustitución de combustibles térmicos y la eventual llegada de nuevas actividades productivas. En este sentido, la demanda proyectada no debe entenderse como una única trayectoria esperada, sino como una banda de evolución posible condicionada por decisiones tecnológicas, señales de precios, políticas públicas e inversiones habilitantes.

En el caso de la demanda eléctrica, el escenario BAU muestra una evolución creciente hacia 2050. Esta trayectoria refleja la continuidad de las dinámicas económicas, demográficas e industriales actuales, sin incorporar cambios disruptivos en la matriz productiva o en el grado de electrificación de los procesos industriales. Por tanto, constituye una línea base conservadora para la planificación energética regional, útil para dimensionar el crecimiento mínimo esperado bajo condiciones de continuidad.

Sin embargo, los escenarios alternativos evidencian que la demanda eléctrica puede desviarse de forma relevante respecto al BAU. El escenario de mayor electrificación y movilidad eléctrica genera la trayectoria más exigente para el sistema, mientras que el escenario asociado a eficiencia energética, generación distribuida y autogeneración modera la demanda neta retirada de la red. El escenario completo muestra una trayectoria intermedia, donde la eficiencia y la autogeneración superan notablemente el aumento inicial de la electrificación, pero hacia el largo plazo la electrificación gana peso considerable, cambiando la tendencia. A pesar de ello, el escenario completo se mantiene por debajo de la línea BAU. Esta lectura confirma que la transición energética no necesariamente reduce la demanda eléctrica total; más bien, puede aumentar la participación de la electricidad como fuente energética principal para procesos industriales, movilidad, servicios tecnológicos y nuevas cadenas productivas.

En cuanto a la demanda térmica, el BAU evidencia una dependencia persistente del gas natural para generación de vapor, calentamiento de fluidos y procesos térmicos de media y alta temperatura. No obstante, los escenarios alternativos muestran un potencial de desacople entre crecimiento productivo y consumo de combustibles térmicos convencionales. Este desacople se explica por el aumento de la eficiencia energética, electrificación de usos térmicos de baja y media temperatura, sustitución parcial por biomasa, cogeneración, energía solar térmica y respuestas empresariales frente a restricciones o incrementos en precios del gas natural.

Las actividades industriales estratégicas identificadas con potencia de instalación en el Valle del Cauca, refuerzan la importancia de analizar la demanda energética como una condición de competitividad territorial. Estas actividades no se incorporan como cargas puntuales dentro del BAU por no contar aún con información confirmada sobre escala, fecha de entrada, potencia requerida o consumo específico. No obstante, sí funcionan como señales prospectivas de transformación productiva y permiten interpretar qué variables podrían volverse más relevantes en escenarios futuros: el hidrógeno verde se asocia principalmente a alta demanda eléctrica; el SAF puede requerir tanto electricidad como energía térmica; la química verde puede combinar nueva demanda industrial con

menor intensidad energética relativa; y la infraestructura digital refuerza la necesidad de confiabilidad, continuidad y calidad del suministro.

El análisis del impacto de políticas energéticas muestra que la política pública no debe interpretarse como el principal determinante histórico de la demanda observada, sino como un factor habilitante y acelerador de las trayectorias futuras. Instrumentos como la Ley 1715, Ley 2099, PROURE, Ley 1964, el Plan Energético Nacional y la Hoja de Ruta del Hidrógeno inciden sobre variables críticas del modelo de proyección, ya sea mediante el aumento de la eficiencia energética o la transición hacia movilidad eléctrica. En tal sentido, las políticas energéticas no son el principal impulsor del crecimiento de la demanda, pero sí crean las condiciones para que los escenarios de mayor electrificación, mayor eficiencia energética y menor dependencia térmica puedan materializarse.

Dado que las políticas públicas cuentan con objetivos individuales distintos y que el análisis presentado en este documento responde de forma exploratoria a su efecto general en el total de la demanda eléctrica, se recomienda realizar análisis de impacto individuales para las políticas en cuestión, esto con el objetivo de entender de manera más detallada su efecto en la matriz energética y comparar los resultados con los objetivos que dichas políticas plantean.

Desde la perspectiva de inversión, la principal conclusión es que el Valle del Cauca debe fortalecer su infraestructura energética habilitante para sostener su posicionamiento como plataforma industrial sostenible. La expansión y modernización de transmisión, subtransmisión y distribución no solo permitiría atender el crecimiento orgánico de la demanda, sino también conectar nuevas cargas industriales, facilitar autogeneración, integrar renovables, soportar electrificación de procesos y ofrecer confiabilidad a inversionistas. Se han identificado inversiones habilitantes del orden de COP \$1,8 a \$3,3 billones y un potencial de generación de empleo temporal directo e indirecto asociado a estas obras, aunque la viabilidad específica de cada proyecto dependerá del Operador de Red y de las características técnicas en cuestión.

Finalmente, los resultados de la presente fase confirman que la energía debe ser tratada como un criterio central de atracción de inversión para Valle Verde. Para Invest Pacific, los resultados no solo permiten estimar cuánta electricidad y energía térmica podría demandarse hacia 2050, sino también identificar qué condiciones energéticas deben garantizarse para que el Valle del Cauca sea competitivo frente a inversiones en manufactura sostenible, agroindustria avanzada, química verde, combustibles sostenibles, hidrógeno, logística, cadena de frío y servicios tecnológicos.

10. Recomendaciones

- Se recomienda utilizar los resultados de demanda eléctrica y térmica como una herramienta de inteligencia de inversión para Invest Pacific, no únicamente como un ejercicio de planificación energética. La información generada permite anticipar qué sectores podrían requerir mayor confiabilidad eléctrica, qué actividades podrían demandar calor industrial competitivo, qué zonas podrían necesitar refuerzos de infraestructura y qué tipo de proyectos energéticos deberían priorizarse para mejorar la propuesta de valor del Valle del Cauca frente a inversionistas.
- Se recomienda posicionar la disponibilidad de energía confiable, baja en carbono y escalable como parte explícita de la propuesta de valor de Valle Verde. La atracción de inversiones en SAF, hidrógeno verde, química verde, manufactura sostenible, centros logísticos, cadena de frío o servicios tecnológicos dependerá no solo de la disponibilidad de suelo, talento o conectividad, sino también de la capacidad de ofrecer energía eléctrica suficiente, suministro térmico competitivo, opciones de autogeneración y condiciones de conexión claras.
- Se recomienda priorizar una agenda de infraestructura energética habilitante en corredores industriales estratégicos. Los resultados muestran que la electrificación industrial, la movilidad eléctrica, la autogeneración y la posible llegada de nuevas actividades productivas pueden aumentar las exigencias sobre la red. Por ello, Invest Pacific podría utilizar estos resultados para articular conversaciones tempranas con operadores de red, la UPME, empresas de servicios públicos, zonas francas, parques industriales y potenciales inversionistas, con el fin de identificar restricciones de conexión, necesidades de capacidad, tiempos de expansión y oportunidades de cofinanciación o estructuración de proyectos.
- Se recomienda desarrollar un portafolio de proyectos vinculados a oportunidades energéticas asociadas a sectores priorizados por Valle Verde. Para cada actividad estratégica, como SAF, química verde, hidrógeno verde, etc, se debería construir una ficha energética mínima que incluya tipo de demanda esperada, perfil eléctrico/térmico, requerimientos de confiabilidad, potencial de autogeneración, posibilidad de uso de biomasa o cogeneración, sensibilidad a precios de energía y riesgos de conexión. Esto permitiría que Invest Pacific no solo promueva sectores, sino que anticipe las condiciones energéticas que hacen viable cada inversión.
- Se recomienda no incorporar automáticamente nuevas actividades prospectivas dentro del escenario BAU, sino tratarlas como casos de inversión o escenarios de sensibilidad. Esta distinción es importante para mantener la rigurosidad del modelo y evitar sobreestimar la demanda base. La demanda de proyectos como hidrógeno verde, SAF o grandes centros de datos debería incorporarse solo cuando existan datos mínimos sobre escala productiva, potencia requerida, fecha estimada de entrada, localización y sus requerimientos de redundancia (doble circuito o subestación de respaldo) y calidad de suministro, dado su perfil de carga crítica. Mientras tanto, deben utilizarse como señales cualitativas de transformación productiva y como insumos para priorizar infraestructura habilitante.
- Se recomienda fortalecer la lectura integrada entre demanda eléctrica y demanda térmica. La transición energética industrial no implica solamente la reducción del consumo energético, sino cambiar la composición de las fuentes energéticas. Parte de la reducción de gas natural puede

trasladarse hacia mayor demanda eléctrica si se electrifican procesos térmicos o si se desarrollan tecnologías como hidrógeno verde. Por ello, las estrategias de atracción de inversión deberían evaluar simultáneamente electricidad, gas natural, biomasa, cogeneración, solar térmica, almacenamiento y eficiencia energética, especialmente en sectores con consumo intensivo de calor.

- Se recomienda impulsar medidas de eficiencia energética como mecanismo de competitividad para inversionistas existentes y nuevos. La eficiencia no solo reduce consumo y emisiones, sino que puede liberar capacidad en la red, reducir exposición a precios de energía y mejorar la viabilidad económica de proyectos industriales. En particular, debería priorizarse eficiencia en calor industrial, sistemas de vapor, calderas, hornos, motores, refrigeración industrial y gestión energética en grandes consumidores.
- Se recomienda desarrollar un mecanismo de actualización periódica de la demanda energética asociada a proyectos de inversión. Dado que la materialización de actividades estratégicas puede modificar la curva de demanda, Invest Pacific podría implementar una matriz de proyectos prospectivos que registre sector, ubicación, estado de maduración, potencia estimada, tipo de energía requerida, fecha probable de entrada y requerimientos de conexión. Esta herramienta permitiría anticipar cuellos de botella y mejorar la coordinación entre promoción de inversión y planificación energética.
- Se recomienda impulsar en el corto plazo la ampliación del alcance de políticas públicas de movilidad eléctrica y eficiencia energética (PROURE, Ley 1964, entre otras).
- Finalmente, se recomienda vincular los resultados de esta fase con una agenda de financiamiento e inversión verde. La estimación de inversiones habilitantes en infraestructura eléctrica, junto con los posibles efectos en empleo temporal, puede servir como base para estructurar notas de concepto con entidades multilaterales como el BID, otras entidades financieras, operadores de infraestructura, empresas de servicios públicos y desarrolladores privados. Para Invest Pacific, esto permite traducir el análisis de demanda en una narrativa de oportunidad: el Valle del Cauca no solo tiene potencial productivo, sino también una cartera de inversiones energéticas necesarias para habilitarlo.

Referencias bibliográficas

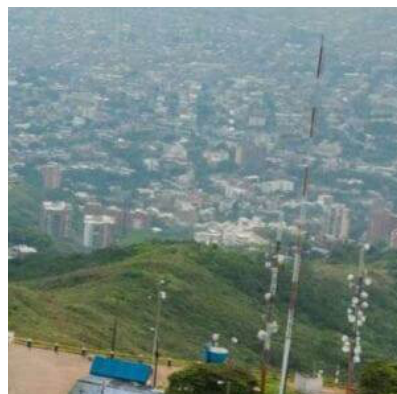
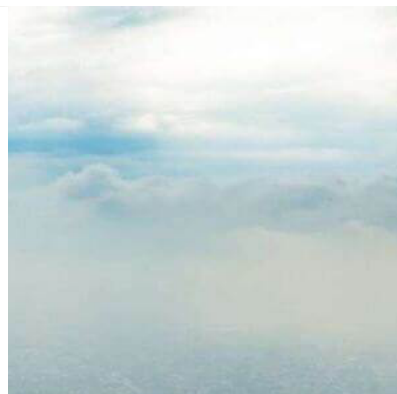
- [1] Cámara de Comercio de Cali, “Estudio económico de la Cámara de Comercio de Cali 2025,” 2025. Accessed: Feb. 02, 2026. [Online]. Available: https://www.ccc.org.co/wp-content/uploads/2025/10/20250929_InformeLaEnergiaDelFuturoVF-1.pdf
- [2] Consejo Departamental de Estadística (CODE), “Anuario Estadístico del Valle del Cauca 1990-1991.”
- [3] Invest Pacific, “Estudio de prefactibilidad planta de SAF en el Valle del Cauca.”
- [4] F. Chireshe et al., “Cost-effective sustainable aviation fuel: Insights from a techno-economic and logistics analysis,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 210, Mar. 2025.
- [5] Invest Pacific, “Un Valle para los negocios verdes y sostenibles.”
- [6] P. Anastas and J. Zimmerman, “Peer Reviewed: Design Through the 12 Principles of Green Engineering,” *Environ. Sci. Technol.*, vol. 37, no. 5, Mar. 2003.
- [7] International Energy Agency (IEA), “Electrolysers.”
- [8] International Energy Agency (IEA), “Hydrogen.”
- [9] P. Foerster, J. Roncancio, and J. M. Salazar, “Identificación HUBS H2 Verde,” Bogotá, 2023.
- [10] Invest Pacific, “Cali Home4Tech: Inteligente, Sostenible y Global.”
- [11] Cámara de Comercio de Cali, “ETIX CALI DC SAS.”
- [12] Research and Markets, “Colombia Data Center Market Investment Analysis Report 2025-2030 | Bogota Emerges as a Central Hub with 23 Tier III Colocation Facilities,” Global Newswire. Accessed: May 20, 2026. [Online]. Available: <https://www.globenewswire.com/news-release/2025/04/22/3065268/0/en/Colombia-Data-Center-Market-Investment-Analysis-Report-2025-2030-Bogota-Emerges-as-a-Central-Hub-with-23-Tier-III-Colocation-Facilities.html>
- [13] C. Springer and A. Hasanbeigi, “Data Centers in the AI Era: Energy and Emissions Impacts in the U.S. and Key States,” Global Efficiency Intelligence . Accessed: May 20, 2026. [Online]. Available: <https://www.globalefficiencyintel.com/data-centers-in-the-ai-era-energy-and-emissions-impacts-in-the-us-and-key-states>
- [14] C. Idrovo, “Balancing Growth and Sustainability: Navigating Colombia’s AI-Driven Data Centre Boom,” IIPP Student Ideas. Accessed: May 20, 2026. [Online]. Available: <https://medium.com/iipp-mpa-blog/balancing-growth-and-sustainability-navigating-colombias-ai-driven-data-centre-boom-4c8625521ec7>
- [15] International Energy Agency (IEA), “Energy demand from AI.”
- [16] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), “Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima 2023-2037,” Bogotá D.C., 2023.
- [17] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), “Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica, Potencia Máxima y Gas Natural 2023-2037,” Bogotá D.C., 2024.

- [18] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), “Proyección de demanda de Gas Natural 2024-2038,” Bogotá D.C., 2025.
- [19] UPME, “Proyecciones de Demanda de Gas Natural (2026-2042),” Bogotá D.C., 2026. Accessed: Jun. 23, 2026. [Online]. Available: https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Doc_Proyeccion_Demanda_Gas_Nat_Feb2026_vf.pdf
- [20] International Energy Agency, “World Energy Outlook Special Report An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emissions in Colombia INTERNATIONAL ENERGY AGENCY,” 2025. Accessed: Feb. 23, 2026. [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/1c9d2b4f-55f9-4de2-9d41-693d28715a5d/AnEnergySectorRoadmaptoNetZeroEmissionsinColombia.pdf>
- [21] UPME, “PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA 2023-2037 Subdirección de Demanda,” 2023. Accessed: Feb. 23, 2026. [Online]. Available: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/UPME_Proyeccion_demanda_2023-2037_VF2.pdf
- [22] UPME, “PROURE - Programa de Uso Racional y Eficiente de Energia,” 2022. Accessed: Feb. 23, 2026. [Online]. Available: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PROURE/Documento_PROURE_2022-2030.pdf
- [23] UPME, “Inflación de Energía en Colombia,” 2022. Accessed: Feb. 23, 2026. [Online]. Available: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Inflacion_energia/Informe_Inflacion_Energia_Dic_2022_RRH.pdf
- [24] N. De la Hoz, “Colombia atendió el 20% de su demanda de gas natural con importaciones en 2025,” *Forbes Colombia*, Dec. 03, 2025. Accessed: Feb. 23, 2026. [Online]. Available: <https://forbes.co/2025/12/03/economia-y-finanzas/colombia-atendio-el-20-de-su-demanda-de-gas-natural-con-importaciones-en-2025>
- [25] Congreso de Colombia, *Ley 1715 de 2014*. Bogotá D.C.: Congreso de Colombia, 2014. Accessed: May 05, 2026. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>
- [26] UPME, “Plan Enérgico Nacional 2015-2050,” Bogotá D.C., 2015. Accessed: May 05, 2026. [Online]. Available: <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-energetico-nacional-1/>
- [27] UPME, “Plan Nacional de Electrificación Rural,” Bogotá D.C., Jul. 2018. Accessed: May 05, 2026. [Online]. Available: <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-energetico-nacional-1/>
- [28] Congreso de Colombia, *Ley 1964 de 2019*. Bogotá D.C.: Congreso de Colombia, 2019. Accessed: May 05, 2026. [Online]. Available: <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/06/ley-1964-2019.pdf>

- [29] Congreso de Colombia, *Ley 2099 de 2021*. Bogotá D.C.: Congreso de Colombia, 2021. Accessed: May 05, 2026. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=166326>
- [30] Congreso de Colombia, *Ley 2294 de 2023*. Bogotá D.C.: Congreso de Colombia, 2023. Accessed: May 05, 2026. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=209510>
- [31] XM, “Demanda de Energía 2014,” XM Noticias Agentes. Accessed: May 05, 2026. [Online]. Available: <https://www.xm.com.co/noticias/396-demanda-de-energia-2014>
- [32] XM, “En 2024, la demanda de energía en Colombia aumentó 2.3% en comparación con el año anterior,” XM Comunicados. Accessed: May 05, 2026. [Online]. Available: <https://www.xm.com.co/noticias/7504-en-2024-la-demanda-de-energia-en-colombia-aumento-23-en-comparacion-con-el-ano>
- [33] C. A. S. Mendoza, J. J. S. Urrego, F. M. Betancourt, and D. S. S. Giraldo, “Renewable energies in the electricity system of valle del cauca (Colombia),” 2020, *Wydawnictwo Uniwersytetu Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie*. doi: 10.17951/B.2020.75.0.19-36.
- [34] Redacción Caliescribe, “El reto vallecaucano, la energía...,” Caliescribe. Accessed: May 05, 2026. [Online]. Available: <https://caliescribe.com/2025/02/21/el-reto-vallecaucano-la-energia/>
- [35] J. Alonso-Cifuentes et al., “Sistema de Cuentas Económicas Distritales de Santiago de Cali y la nueva cuenta satélite de economía cultural y creativa,” Nov. 2024. doi: 10.18046/EUI/ee.3.2024.
- [36] Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, “UPME 04-2014 Refuerzo Suroccidental 500 kV, Proyecto La Virginia – Alférez,” Proyectos de interés en evaluación - ANLA. Accessed: May 05, 2026. [Online]. Available: <https://www.anla.gov.co/proyectos-de-interes-en-evaluacion/pie-proyecto-la-virginia-alferez>
- [37] Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, “ANLA da luz verde a la línea de transmisión eléctrica La Virginia - Alférez, infraestructura clave para la seguridad energética del suroccidente colombiano,” Noticias ANLA. Accessed: May 05, 2026. [Online]. Available: <https://www.anla.gov.co/noticias-anla/anla-da-luz-verde-a-la-linea-de-transmision-electrica-la-virginia-alferez-infraestructura-clave-para-la-seguridad-energetica-del-suroccidente-colombiano>
- [38] UPME, *Resolución Plan de Expansión de Transmisión 2025 – 2039*. UPME, 2026. Accessed: May 05, 2026. [Online]. Available: https://www.minenergia.gov.co/documents/15414/Resoluci%C3%B3n_Plan_de_Expansion_2025-2039.pdf
- [39] C. Renteria, “Emcali ampliará subestaciones de energía en Cali y Yumbo: esta sería la millonaria inversión,” El País. Accessed: May 05, 2026. [Online]. Available: <https://www.elpais.com.co/cali/emcali-ampliara-subestaciones-de-energia-en-cali-y-yumbo-esta-seria-la-millonaria-inversion-2618.html>
- [40] Celsia, “Con una inversión de \$21 mil millones, Celsia construye primera subestación digital de energía en el Valle del Cauca,” Noticias Celsia. Accessed: May 05, 2026. [Online].

Available: <https://www.celsia.com/es/noticias/con-una-inversion-de-21-mil-millones-celsia-construye-primera-subestacion-digital-de-energia-en-el-valle-del-cauca/>

- [41] UPME, "Reporte de cálculo de cortocircuito excedente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)-2024," Bogotá D.C., 2024. Accessed: Jun. 30, 2026. [Online]. Available: https://docs.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Informes%20Asignaci%c3%b3n%20Final%20por%20Areas/2023_2024/Capacidad_Cortocircuito_Excedente_SIN.pdf?_gl=1*1pot%20s71*_ga*MTUwMDE1MzY1NS4xNzgyOTI0MzEz*_ga_CJ92N3NEKY*czE3ODI5MjQzMTMkbzEkZzEkdDE3ODI5MjYwNTUkajE3JGwwJGgw
- [42] XM, "Definición subáreas y contingencias críticas IPOEL I - 2026," Mar. 2026. Accessed: Jun. 30, 2026. [Online]. Available: <blob:https://www.xm.com.co/c2973aa0-cbd3-430a-930e-00b39bffa922>



www.deuman.com