

Propuestas Normativas de la definición de hidrógeno verde

Documento de propuesta normativa de
la definición de hidrógeno verde
respecto al procedimiento para
certificar el balance de energía eléctrica
cuando es tomada del Sistema
Interconectado Nacional (SIN) de
acuerdo con la Ley 2294/2023



Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag



Implemented by



Imprint

As a federally owned enterprise, GIZ supports the German Government in achieving its objectives in the field of international cooperation for sustainable development.

Published by:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices
Bonn and Eschborn

Köthener Str. 2-3
10963 Berlin

T +49 30 338424 186

E info@giz.de

I www.giz.de

Author/Responsible Editors

Hinicio Colombia
Bogotá, Colombia

Design/layout, etc.:

flmh – Labor für Politik und Kommunikation GmbH

Publication Date

30.03.2026, Bogotá

This study is published by H2-diplo. H2-diplo is implemented by GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH) on behalf of the German Federal Foreign Office and is financed by the International Climate Initiative (Internationale Klimaschutzinitiative, IKI). The opinions and recommendations expressed do not necessarily reflect the positions of the commissioning institutions or the implementing agency.

Contenido

IMPRINT	2
CONTENIDO	3
01. LISTA DE ABREVIATURAS	5
02. INTRODUCCIÓN	6
03. DEFINICIÓN DEL CONCEPTO DE “BIDDING ZONE” PARA COLOMBIA.....	9
Marco normativo aplicable a los combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO)	9
Criterio de renovabilidad de los insumos relevantes de energía.....	10
04. IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS AVANCES NORMATIVOS EXISTENTES A NIVEL REGIONAL E INTERNACIONAL	22
Tipologías	22
• Enfoque basado en condiciones ex ante (input-based)	22
05. BRECHAS Y OPORTUNIDADES DE LA DEFINICIÓN PUBLICADA EN EL PND 2022-2026.....	35
Evolución normativa del hidrógeno verde	35
Análisis de la definición establecida en el art. 235 de la Ley 2294 de 2023	40
Procedimiento para la obtención de los beneficios tributarios	41
Análisis de las barreras estructurales de la definición de hidrógeno verde ...	43
06. DEFINICIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA ESTABLECER EL BALANCE ESTIPULADO POR EL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO	46
Definición del periodo de balance	46
Análisis técnico de la variabilidad de las FNCER en Colombia	46
Fuentes de información	59
Consistencia de la información	60
Procedimiento de balance energético.....	61

07. BIBLIOGRAFÍA65

01. Lista de Abreviaturas

ACV	Análisis de ciclo de vida
ANP	Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil
BZ	<i>Bidding Zone</i>
CfDs	Contratos por Diferencia (<i>Contracts for Difference</i>)
CH-ITC	<i>Clean Hydrogen Investment Tax Credit</i>
CO ₂	Dióxido de carbono
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia
GEI	Gases de efecto invernadero
GO	Garantías de Origen (<i>Guarantees of Origin</i>)
H ₂	Hidrógeno
LCHS	<i>Low Carbon Hydrogen Standard</i>
LHV	Poder Calorífico Inferior (<i>Low Heating Value</i>)
MJ	Megajulio
PPA	Contrato de compra de energía (<i>Power Purchase agreement</i>)
Q&A	<i>Questions and Answers</i>
REDII	Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo del 11 de diciembre de 2018 relativo al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables
RFNBO	<i>Renewable Fuels of Non-Biological Origin</i>
SBCH ₂	Sistema Brasileño de Certificación de Hidrógeno
SIN	Sistema Interconectado Nacional
UE	Unión Europea
ZNI	Zonas No Interconectadas

02. Introducción

Este documento técnico de soporte corresponde al Producto 2 del proyecto “Propuestas normativas para la cadena de valor del hidrógeno verde”, cuyo objetivo general consiste en desarrollar dos propuestas normativas para la cadena de valor del hidrógeno verde para su implementación por el Ministerio de Minas y Energía. Este producto en específico busca generar una **propuesta normativa de la definición de proyecto de hidrógeno verde respecto al procedimiento para certificar el balance de energía eléctrica cuando es tomada del Sistema Interconectado Nacional (SIN)** de acuerdo con:

- i) la definición de hidrógeno verde del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, establecido en la Ley 2294/2023 (en adelante el “Plan Nacional de Desarrollo”); y con
- ii) la definición de proyecto de hidrógeno verde contenida en el Decreto 1597 de 2024 que modifica el Decreto 1073 de 2015 (en adelante “Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía”).

En este sentido los objetivos específicos del Producto 2 son:

- Proporcionar lineamientos técnicos y jurídicos que fortalezcan la definición y aplicación del concepto de proyecto de hidrógeno verde en Colombia, alineándolo con buenas prácticas internacionales y los requerimientos del marco regulatorio local.
- Analizar y proponer el concepto de “*Bidding Zone*” en el contexto colombiano, con el fin de facilitar el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde y derivados para que estos alcancen una certificación RFNBO, asegurando el cumplimiento de los criterios exigidos por los mercados europeos.
- Asegurar que los criterios de trazabilidad energética y balance de energía permitan la implementación práctica de esquemas regulatorios viables, brindando certeza jurídica y operativa a los desarrolladores de proyectos.

Objetivo del documento de Soporte Técnico

El objetivo de este documento es proporcionar las bases técnicas y argumentativas para una propuesta normativa de la definición de proyecto de hidrógeno verde respecto al procedimiento para certificar el balance de energía eléctrica cuando es tomada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de acuerdo con la definición de hidrógeno verde del Plan Nacional de Desarrollo y la definición de proyecto de hidrógeno verde contenida en el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía. Este documento de soporte técnico está estructurado de la siguiente manera:

1. **Definición del concepto de “*Bidding Zone*” para Colombia**, que esté alineada con marcos internacionales como el europeo, con el fin de facilitar su aplicación en los procesos de verificación requeridos para la certificación de hidrógeno verde y sus derivados como RFNBO (*Renewable fuels of non-biological origin*).

2. **Identificación y análisis de los avances normativos existentes a nivel regional e internacional cuando se usan los sistemas nacionales interconectados para la electrolisis** y las principales lecciones aprendidas relevantes para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en Colombia.
3. **Identificación y análisis de las brechas y oportunidades del artículo 235 de la Ley de 2294/2023, del artículo 2.2.7.2.2. “Definición de Proyectos de Hidrógeno Verde” del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía y otras normativas que pudieran impactar en la definición de hidrógeno verde.**
4. **Definición del procedimiento y metodología para establecer el balance de energía que deberá tener en cuenta el productor de hidrógeno verde**, para cumplir con los requisitos establecidos el Plan de Desarrollo y en el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, garantizando que la energía autogenerada a partir de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) entregada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) sea igual o superior a la energía tomada de éste.

En línea con lo anterior, los insumos técnicos que se desarrollan a lo largo de este documento son aplicables para:

- (i) el hidrógeno verde, de acuerdo con la definición de este establecida en el Plan Nacional de Desarrollo, que lo define *“aquel producido a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, el calor geotérmico, la solar, los mareomotriz, entre otros; y se considera fuentes no convencionales de energía renovable -FNCER-. También se considerará hidrógeno verde el producido con energía eléctrica autogenerada a partir de FNCER y energía eléctrica tomada del sistema interconectado nacional -SIN-, siempre y cuando la energía autogenerada con FNCER entregada al SIN sea igual o superior a la energía tomada del SIN; para este último caso, el Ministerio de Minas y Energía establecerá el procedimiento para certificar este balance a partir de los sistemas de medida ya establecidos en la regulación.”*; y (negritas añadidas).
- (ii) proyectos de hidrógeno verde, de acuerdo con la definición contenida el Artículo 2.2.7.2.2. del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía modificado por el Decreto 1597 de 2024, conforme al cual, un Proyecto de Hidrógeno Verde es el *“Conjunto de actividades que se desarrollan para la producción, almacenamiento, acondicionamiento, distribución, re-electrificación, investigación, o uso final del Hidrógeno Verde, en los términos definidos en la Ley 2294 de 2023.*
“Los proyectos de producción de Hidrógeno Verde podrán utilizar energía eléctrica autogenerada y/o tomada de la red, en cualquiera de los siguientes eventos:
 1. *Cuando la totalidad de la energía proveniente de la red sea respaldada con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), para lo cual se deberá suscribir un contrato bilateral de suministro de energía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), además de contar con certificados de energía renovable (CER) expedidos por un tercero bajo estándares internacionales reconocidos y verificables a través de una plataforma de consulta pública de registro.*
 2. *Cuando cuente con certificados que demuestren que la energía autogenerada con FNCER entregada al SIN ha sido igual o superior a la energía tomada del SIN. El*

Ministerio de Minas y Energía establecerá el procedimiento para certificar este balance a partir de los sistemas de medida ya establecidos en la regulación¹.

3. *Si la energía autogenerada con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) entregada al SIN es menor que la energía tomada del SIN, para mantener su condición de proyecto de hidrógeno verde, la diferencia deberá ser respaldada con contratos bilaterales de suministro de energía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable y certificados de energía renovable de los que trata el numeral 1 del presente artículo.”*

Para efectos del Plan Nacional de Desarrollo y el artículo 2.2.7.2.2 del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía (modificado por el Decreto 1597 de 2024), los proyectos de producción de hidrógeno verde que utilizan energía eléctrica autogenerada y/o tomada de la red pueden acreditar su condición en cualquiera de los tres eventos previstos en las normas: **(1)** respaldo de la totalidad de la energía tomada de la red mediante contrato bilateral FNCER y CER; **(2)** demostración, mediante certificados basados en los sistemas de medida regulados, de que la **energía autogenerada con FNCER entregada al SIN** ha sido **igual o superior** a la **energía tomada del SIN**; y **(3)** esquema mixto, en el cual si la energía FNCER entregada al SIN es **menor** que la tomada del SIN, la **diferencia** debe respaldarse con contratos FNCER y CER. Este documento analiza exclusivamente el **evento (2)**; en consecuencia, parte del supuesto operativo de que **existe inyección (entrega) de energía al SIN** susceptible de medición y verificación, pues sin dicha entrega al SIN no es posible aplicar la metodología de balance exigida para este evento.

Finalmente, se aclara que otras definiciones de hidrógeno dentro del marco de la transición energética, como el hidrógeno azul y el hidrógeno bajo en emisiones, no hacen parte del alcance de este estudio.

¹ Negrilla añadidas para resaltar caso aplicable

03. Definición del concepto de “Bidding Zone” para Colombia

Marco normativo aplicable a los combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO)

La Unión Europea, a través de La Directiva (UE) 2018/2021 (conocida como REDII) y sus actos delegados², ha establecido las condiciones para que el hidrógeno renovable y sus derivados sean reconocidos como combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO, por sus siglas en inglés). Este reconocimiento es clave para acceder al mercado europeo, ya que los RFNBO son considerados parte integral de la transición energética y la descarbonización de sectores difíciles de electrificar, como el transporte marítimo, aéreo e industrial.

Ser reconocido como RFNBO no solo permite la entrada al mercado europeo, sino que también posiciona a los productores de moléculas renovables como actores relevantes en la cadena de valor de los combustibles sostenibles, facilitando el acceso a incentivos, financiamiento verde y acuerdos comerciales preferenciales. Para demostrar cumplimiento con los requisitos RFNBO, se deben cumplir y certificar los siguientes criterios:

- Renovabilidad: toda la “energía relevante de entrada”³ utilizada en la producción de las moléculas RFNBO, (incluyendo entre otros, la electricidad consumida por el electrolizador, así como cualquier otro vector energético requerido en el proceso, como el calor para etapas térmicas o de acondicionamiento), debe ser de origen renovable. En línea con la normativa, este principio implica que el contenido energético del combustible resultante debe derivarse íntegramente de fuentes renovables, independientemente de la forma energética específica empleada (electricidad, calor u otras formas de energía no biológica), y debe cumplir con los requisitos regulatorios aplicables. En el caso particular de la electricidad, se deben cumplir los criterios de adicionalidad, correlación temporal y correlación geográfica definidos en la normativa cuando la energía sea suministrada a través de un PPA⁴. Estos requisitos deben ser aplicados dependiendo de la estrategia de

² DR 2023/1184 el cual hace referencia directa al concepto de Bidding Zone y DR 2023/1185. Además, el concepto de Bidding Zone está definido particularmente en la Regulación (EU) 2019/943 que trata sobre el mercado interno de electricidad.

³ DR 2023/1184. La energía relevante para los insumos materiales es el poder calorífico inferior del insumo material que pasa a formar parte de la estructura molecular del combustible. Para los insumos de electricidad que se utilizan para aumentar el poder calorífico del combustible o de los productos intermedios, la energía relevante es la energía de la propia electricidad, (Comisión Europea, 2023).

⁴ PPA: Power purchase agreement (Contrato de compra de energía). En conexiones directas o sencillamente cuando se obtiene energía de la red (sin PPAs), estos criterios no aplican

provisionamiento eléctrico de la planta de combustibles renovables de origen no biológico. La sección a continuación profundiza en estos requisitos.

El uso de energía no renovable para cubrir consumos no relevantes (por ejemplo, bombeo de agua o compresión de hidrógeno) está permitido y no afecta la renovabilidad del producto final, pero sí impacta el total de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del producto.

- **Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI):**⁵ las moléculas RFNBO deben lograr una reducción de emisiones de GEI de al menos el 70%, en un análisis *well-to-grave*⁶, comparado con su equivalente fósil estipulado en la regulación: 94 gCO₂eq/MJ, es decir, una emisión de GEI máxima de 28.2 gCO₂eq/MJ de combustible en su LHV⁷.
- **Certificación**⁸: Los operadores económicos que produzca moléculas RFNBO deben ser certificados a través de un esquema voluntario reconocido por la Comisión Europea. Para ello, los operadores económicos deben someterse a un proceso de auditoría y certificación, el cual es ejecutado por un certificador (Certification Body) independiente y acreditado por dicho esquema voluntario. Este proceso aplica tanto para moléculas RFNBO producidas en la Unión Europea, como para moléculas importadas.

Criterio de renovabilidad de los insumos relevantes de energía

Para que la *energía relevante de entrada* cumpla con el criterio de renovabilidad, la legislación europea ha establecido diferentes alternativas que dependen de la estrategia de aprovisionamiento eléctrico de la planta de producción de moléculas RFNBO. Para cada alternativa se deben considerar condiciones de renovabilidad adicionales⁹, como se presenta en la **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Para plantas de producción de moléculas RFNBO que tomen energía de la red eléctrica y que no cuenten con un PPA, se debe considerar las condiciones presentadas en la alternativa C que se muestra en la Tabla 1.

Para la Alternativa B “Conexión a la red con un PPA renovable”, aplican los criterios que se presentan a continuación. Estos criterios buscan asegurar que los combustibles sean producidos con energía renovable nueva, adicional, que no compita con la descarbonización de la red, y que no contribuya a la congestión de la red o problemas de despacho que terminen obligando a despachar recursos fósiles.

- **Adicionalidad:** La electricidad utilizada debe provenir de capacidad renovable adicional, es decir, nueva infraestructura que no esté ya comprometida con otros usos y que no haya recibido subsidios de inversión u operación.
- **Correlación temporal:** La producción de hidrógeno debe coincidir con la generación de electricidad renovable en intervalos definidos, garantizando que el consumo del electrolizador corresponde a la disponibilidad de los recursos renovables y que el por lo tanto el hidrógeno se produce efectivamente con energía limpia.

⁵ DR 2023/1185.

⁶ Excluyendo emisiones asociadas al CAPEX. El enfoque *well-to-grave* comprende desde las emisiones generadas en la extracción y procesamiento de las materias primas, cubriendo las emisiones asociadas a la producción, al transporte, distribución, uso final y disposición del hidrógeno.

⁷ LHV: Low heating value: poder calorífico inferior.

⁸ IR 2022/996.

⁹ Otros Reglamentos Delegados aplicables al reconocimiento RFNBO son (UE) 2023/1184 y (UE) 2023/1185.

- **Correlación geográfica:** La electricidad renovable debe generarse en la misma *bidding zone* (“zona de oferta”) que el electrolizador, o en una zona vecina con precios iguales o menores durante el mismo periodo, garantizando la disponibilidad física de transmisión de la energía desde el generador hasta el consumidor.

Este último criterio introduce el concepto de ***bidding zone*** o de zona de oferta, fundamental para verificar la trazabilidad geográfica de la energía renovable utilizada. Para cumplir con la corrección geográfica, se exige que la electricidad:

- Se genere en la misma *bidding zone* donde está ubicado el electrolizador, o
- Que la electricidad renovable se genere en una *bidding zone* con precios iguales o mayores que en la *bidding zone* donde la molécula RFNBO es producida, en el periodo de tiempo relevante en el mercado “day-ahead”.

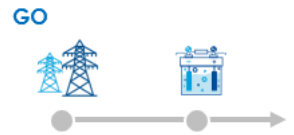
El concepto de *bidding zone* también es clave para los casos en que el electrolizador se conecte directamente a la red eléctrica sin que exista de por medio un PPA renovable (Alternativa C de la Tabla 1). En este caso, se debe determinar el porcentaje de participación de energía renovable en la *bidding zone* correspondiente o para el país, para los años previos a la producción de la molécula RFNBO, como parte del proceso de certificación de esta, como se presenta en la tabla 1

- Alternativa C1 (DR 2023/1184): Si la instalación productora de RFNBO es ubicada en una **Bidding Zone** donde la proporción promedio de energía renovable supera el 90% en año previo y la producción de RFNBO no excede el número máximo de horas en relación con la proporción de energía renovable en la *Bidding zone*, la electricidad tomada de la red se puede considerar completamente renovable.
- Alternativa C2 (RED, Artículo 27, numeral 6): Cuando se utiliza electricidad para la producción de RFNBO, ya sea directamente o para la producción de productos intermedios, se utilizará la cuota media de electricidad procedente de fuentes renovables en **el país** de producción, medida dos años antes del año en cuestión, para determinar la proporción de energía renovable.

Mientras que el concepto de *bidding zone* está totalmente integrado en el marco regulatorio europeo, este no es el caso en países externos. De esta manera, el concepto de *bidding zone* adquiere especial relevancia para proyectos de hidrógeno renovable y sus derivados fuera la de Unión Europea que aspiren a certificar sus productos como RFNBO. Para ello, es necesario **traducir el concepto de *bidding zone* al contexto local**, de modo que se pueda demostrar el cumplimiento del criterio de correlación geográfica y determinar la participación de energía renovable en la misma.

Esta sección del documento presenta primero el concepto de ***bidding zone*** según la regulación europea, seguido de un análisis del mercado eléctrico colombiano, para finalmente proponer una interpretación del concepto de *bidding zone* adaptada al contexto nacional, que permita a los proyectos colombianos de hidrógeno renovable, avanzar hacia la certificación RFNBO y participar en mercados premium.

Tabla 1. Alternativas para demostrar renovabilidad de acuerdo con la estrategia de provisionamiento eléctrico

Alternativa	Escenario	Provisión de electricidad para la producción de H ₂	Tipo de H ₂ producido	Porcentaje de hidrógeno renovable	Condiciones adicionales de renovabilidad
A	Conexión directa		 H ₂ RFNBO	100%	- Se debe cumplir con el criterio de contar con nueva generación de electricidad renovable, normalmente puesta en operación no más de 36 meses antes que el electrolizador - Se debe demostrar que no se está tomando electricidad de la red para producir RFNBO por medio de Smart metering.
	Conexión a la red con un PPA renovable		 H ₂ RFNBO	Hasta el 100% Hasta el consumo de energía para la producción del electrolizador que esté cubierto por el PPA.	- Se debe cumplir con adicionalidad. - Debe existir correlación geográfica - Debe existir correlación temporal - Las garantías de origen (GOs) de la electricidad renovable deben ser canceladas.
C	Alternativa C1 Conexión a la red sin PPA pero con porcentaje > 90% de renovabilidad en la red			100% En la medida en que la relación de horas equivalentes a plena carga del electrolizador no exceda la participación renovable en la bidding zone , según el valor correspondiente a 1 año antes de la producción	- Participación del más del 90% de energía renovable en la bidding zone al menos un año en los últimos 5 años que precedan a la producción. - Garantías de origen (GOs) deben ser canceladas.
	Alternativa C2 Conexión a la red cuando esta tiene presente menos del 90% de renovabilidad			El porcentaje de hidrógeno renovable será el porcentaje de energía renovable en el país los dos (2) años antes de la producción de la molécula.	Aunque no está incluido como requisito en la RED, las Garantías de Origen deben obtenerse y cancelarse para evitar la doble contabilidad.

Concepto de *Bidding Zone* de la Unión Europea

La Unión Europea (UE) ha incorporado en su marco regulatorio el concepto de zona de oferta, o bien conocido como “*bidding zone*” (BZ en adelante). Este término se refiere al “*área geográfica más grande dentro de la cual los participantes del mercado pueden intercambiar energía sin asignación de capacidad (entendida como la capacidad del sistema interconectado para acomodar transferencias de energía entre zonas de oferta)*” (Comisión Europea, 2019), (Comisión Europea, 2023)¹⁰, es decir, sin restricciones internas que requieran mecanismos adicionales para gestionar las congestiones.

En la práctica, esto implica que dentro de una *bidding zone* existe un **precio único de electricidad** para todos los puntos de la zona. **La asignación de capacidad** es un mecanismo inherente al uso de interconexiones: los agentes deben reservar capacidad en estos activos para poder realizar intercambios de electricidad entre zonas. Cuando se presentan congestiones entre distintas zonas, la asignación de capacidad permite la transferencia de energía entre éstas, sin embargo, esta asignación no es necesaria dentro de una misma zona.

Debido a que en la mayoría de los países externos a la Unión Europea (como Colombia) no existe un concepto análogo de BZ, la definición de la UE debe ser traducida al contexto local para verificar el cumplimiento de los criterios establecidos. De acuerdo con el documento de Q&A publicado por la Comisión Europea (Comisión Europea, 2024), y su respectivo anexo “*Implementación del concepto de zona de oferta*”, se establece que, para la **implementación del concepto de BZ** el siguiente enfoque debe ser aplicado:

- “Los certificadores deben evaluar si las **regulaciones de mercado** aplicadas en el lugar donde se ubica el electrolizador son **similares a las reglas para las zonas de oferta establecidas en el Reglamento (UE) 2019/944**. En este contexto, “similares” significa la existencia de reglas que exijan el establecimiento de **precios horarios de electricidad en un área geográfica**. Si tales reglas existen, el área geográfica para la cual se establecen los precios debe considerarse como una zona de oferta.”; y
- “Si la **red eléctrica del país es integrada y no existen precios de electricidad diferenciados geográficamente**, todo el país puede considerarse como una sola zona de oferta.”

Para determinar el concepto equivalente de la BZ en Colombia, conforme a la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo, se requiere un análisis técnico del mercado eléctrico y de la red nacional, el cual se presenta a continuación.

Análisis del mercado eléctrico en Colombia

Sistema Interconectado Centralizado

El sistema eléctrico colombiano se estructura en el **Sistema Interconectado Nacional (SIN)** y las **Zonas no Interconectadas (ZNI)**, que corresponden a áreas del país no conectadas al SIN y que, por tanto, se abastecen mediante sistemas eléctricos locales (aislados), con generación y redes de distribución propias. Esta estructura refleja tanto la concentración de la demanda energética en zonas urbanas como los desafíos de cobertura en regiones apartadas. El SIN cubre

¹⁰ Artículo 2(65) del REGLAMENTO (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y el Consejo (2019); REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2023/1184 DE LA COMISIÓN.

aproximadamente el 48% del territorio nacional¹¹, incluyendo los principales ciudades y centros urbanos y abastece a la mayor parte de la población colombiana, como se observa en la **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..** Este sistema centralizado integra las funciones de **generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica**, y es operado por **XM S.A. E.S.P.**, entidad responsable también de la administración del mercado eléctrico mayorista del país.

Por otro lado, las **Zonas No Interconectadas (ZNI)**, se definen como los municipios, corregimientos, localidades y caseríos que no están conectados al SIN, según lo establecido en la Ley 143 de 1994 y la Ley 855 de 2003. Estas zonas se caracterizan por su ubicación en zonas de difícil acceso, baja densidad poblacional y altos costos técnicos y ambientales para su conexión al SIN. En consecuencia, el suministro de energía en las ZNI se realiza mediante soluciones **locales e independientes**, como plantas diésel, sistemas híbridos o microrredes, bajo un régimen tarifario especial que reconoce los costos particulares de la prestación en estos mercados, regulado por la **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)**. Estas tarifas suelen ser más elevadas debido a los costos operativos y logísticos asociados. Actualmente, Colombia avanza en su proceso de electrificación rural liderado por el Ministerio de Minas y Energía, con el objetivo de reducir las brechas y conectar progresivamente a las ZNI al SIN. (Ministerio de Minas y Energías de Colombia, 2021), Se espera que este esfuerzo se materialice entre 2027 y 2028, mediante proyectos de infraestructura, integración de energías renovables y esquemas de financiación pública y privada.

¹¹ Suelo Solar. Disponible en: <https://suelosolar.com/newsolares/newsol.asp?id=8738&idp=&idioma=es&idpais=>

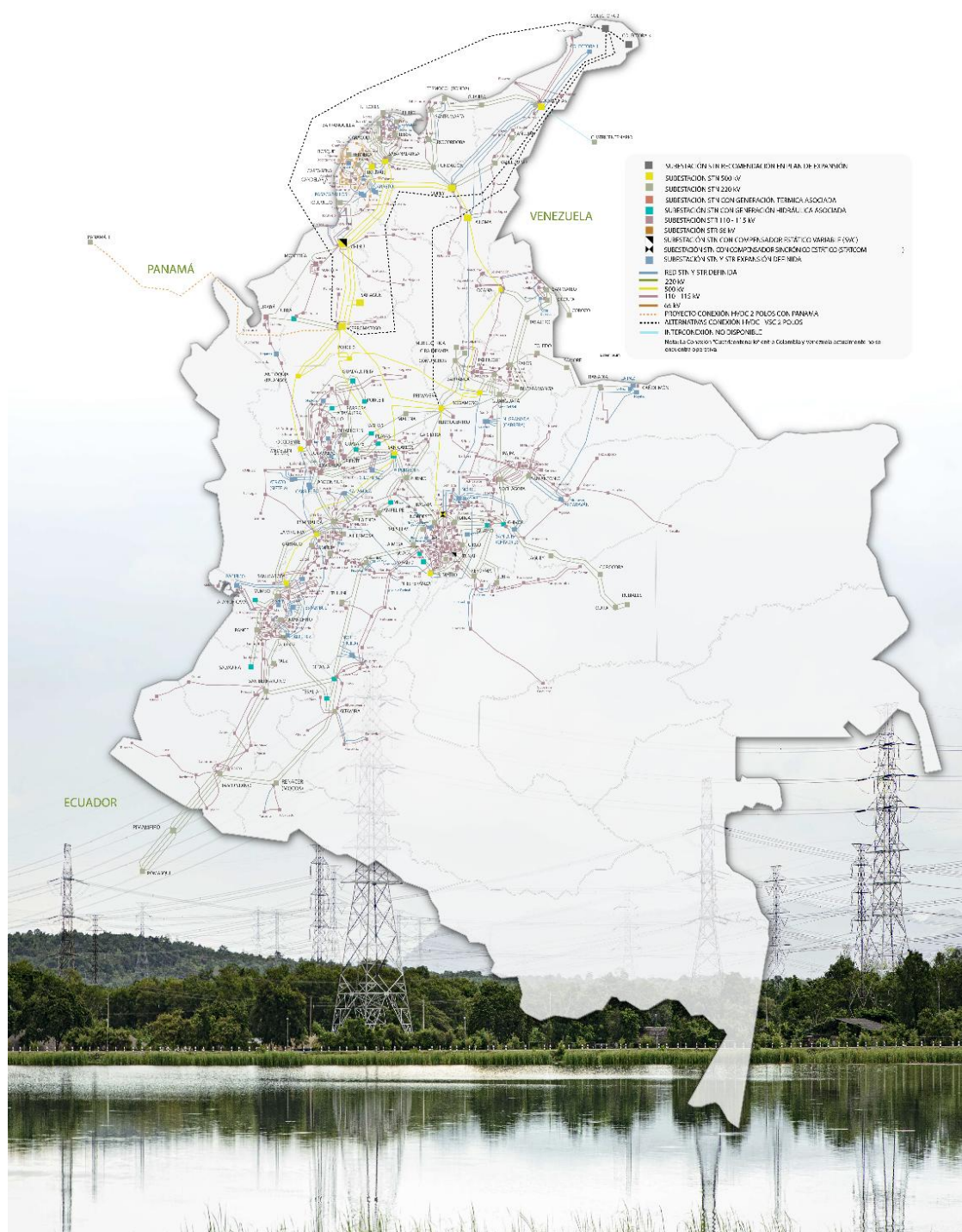


Figura 1. Sistema Interconectado Nacional en Colombia. Fuente: Mapa Sistema Interconectado Nacional. (UPME, 2024)

Precios de la electricidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)

En Colombia, el SIN opera bajo un esquema de **despacho centralizado**, basado en el principio de **mérito económico**. Esto significa que las plantas de generación son despachadas en función de sus **costos operativos marginales**, priorizando aquellas con menor costo para satisfacer la demanda eléctrica. En este contexto, las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), como la solar y la eólica, suelen tener costos marginales cercanos a cero, por lo que son despachadas de manera prioritaria cuando están disponibles. En la práctica, esto favorece principalmente a las centrales hidroeléctricas y a las FNCER, que presentan los menores costos marginales del sistema, mientras que las plantas más costosas (como las térmicas) se activan

únicamente cuando las condiciones del sistema lo requieren. Como resultado, el precio de la electricidad suele estar determinado por estas tecnologías marginales más costosas, mientras que las FNCER operan típicamente como tomadoras de precio en el mercado.

La coordinación del despacho y la administración del mercado mayorista están a cargo de **XM S.A. E.S.P.**, en su rol de Operador del Sistema Interconectado Nacional y Administrador del Mercado de Energía Mayorista. Con base en las ofertas de los generadores, los pronósticos de demanda y las restricciones operativas del sistema, XM realiza el despacho económico y determina el precio de bolsa de la electricidad. Este **precio se calcula y liquida de manera horaria, resultando en un precio único para todo el SIN.**

En el mercado mayorista, **los generadores presentan una única oferta diaria de precio por unidad de generación**, con un día de anticipación, válida para las veinticuatro (24) horas del día siguiente. En consecuencia, **el precio ofertado es diario**, aun cuando el despacho y la liquidación de la energía se realizan sobre una base horaria (CREG, 2001).

Como resultado, los precios horarios de la electricidad no reflejan perfiles horarios de precios ofertados por los agentes, sino que surgen de la interacción entre una oferta diaria por unidad de generación, la variación horaria de la demanda y los cambios en la disponibilidad de las unidades de generación. Adicionalmente, el precio final de la electricidad que es percibido por los usuarios no corresponde únicamente al precio spot de mercado (precio bolsa), sino que incorpora otros componentes regulados y cargos asociados, entre los cuales se destacan:

- **Cargos de transmisión**
- **Cargos de distribución**
- **Cargos de comercialización**
- **Cargos/ reglas regulatorias y otros costos asociados** (ej. *Restricciones, pérdidas, contribuciones e impuestos, etc.*)

En situaciones de estrechez de la oferta, como, por ejemplo, eventos de escasez hídrica o fallas en el sistema, se activa el denominado **precio de escasez**, como parámetro regulatorio asociado a los mecanismos de confiabilidad del sistema. Este umbral busca acotar la exposición a precios elevados y activar las reglas previstas por la regulación para asegurar el abastecimiento en condiciones adversas, conforme a los escenarios y metodologías definidas por la regulación (XM, 2025).

Sistema Uninodal en el SIN de Colombia

El SIN opera bajo un esquema de despacho centralizado, coordinado por XM S.A E.S.P., en su rol de Centro Nacional de Despacho y Administrador del Mercado Mayorista. El mercado a corto plazo (bolsa), la formación de precios y la liquidación de las transacciones se basan en un esquema **uninodal o zonal**, lo que implica que se utiliza un único nodo de referencia nacional para efectos comerciales, independientemente de la ubicación física de los agentes generadores y consumidores, o de las restricciones de la red. En otras palabras, todos los nodos de una misma zona (el SIN) tienen el mismo precio.

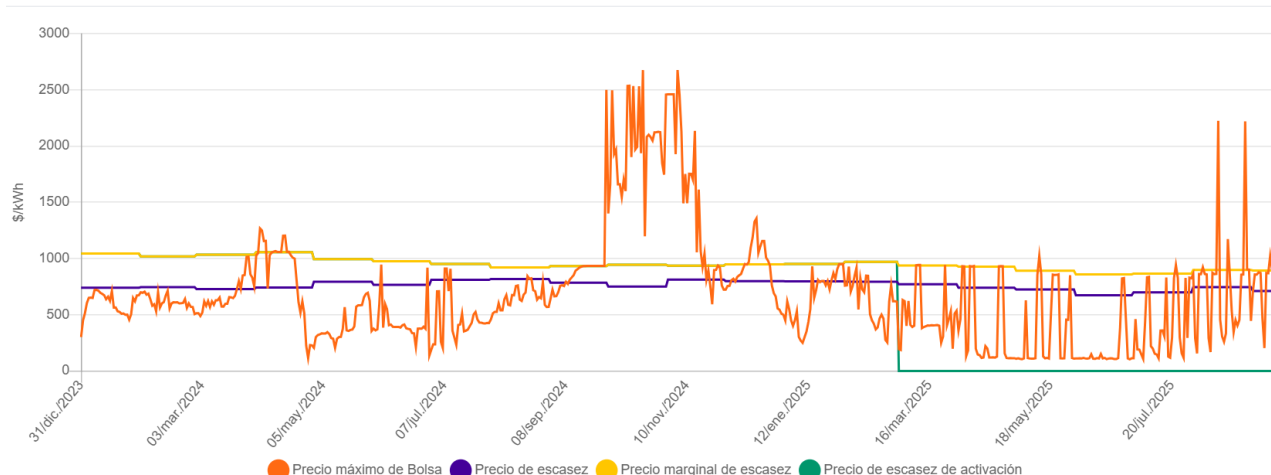


Figura 2. Precio de escasez y precio máximo de Bolsa en COP/kWh - Resolución Diaria (XM, 2025).

Este enfoque es conceptualmente equivalente al modelo europeo, que opera bajo un esquema **zonal**, en el cual los precios se determinan por zonas de oferta (*bidding zones*) y las restricciones de transmisión se gestionan de forma similar:

- Modelo zonal: la congestión dentro de cada zona no se consideran en el despacho inicial; se gestionan posteriormente mediante acciones correctivas (por ejemplo, redispatch). Dentro de cada zona, existen un único precio de electricidad (como ocurre en el SIN).
- Modelo nodal: las restricciones físicas de la red se consideran explícitamente en el proceso de optimización del despacho, lo que permite reflejar las limitaciones físicas en la asignación de generación y realizar una asignación eficiente. Cada nodo tiene su propio precio.

En este sentido, el Sistema Interconectado Nacional, al tener un único nodo, su comportamiento se asemeja al modelo zonal europeo. El concepto de modelo uninodal del SIN está respaldado por la regulación vigente. El **Documento CREG 053 de 1999** señala expresamente que “*el desarrollo del mercado mayorista de electricidad parte del supuesto de la existencia de un nodo único en el sistema, al cual se referencian todas las transacciones de los agentes generadores*”, enfatizando que esta es una abstracción comercial diseñada para que las ofertas de energía sean comparables y no dependan de las condiciones físicas de la red. El documento tiene por objeto analizar generaciones de seguridad y restricciones en transmisión, mostrando cómo las limitaciones operativas y de confiabilidad obligan a compatibilizar el supuesto uninodal con la realidad física del sistema eléctrico.

Por su parte, la **Resolución CREG 024 de 1995** reglamenta los aspectos comerciales del mercado mayorista, definiendo la bolsa de energía y el mecanismo de liquidación centralizada. Aunque no utiliza literalmente el término “uninodal”, esta resolución establece en la práctica el precio único nacional en la bolsa para el Sistema Interconectado Nacional (SIN), ya que toda la energía transada se liquida a un único valor para todo el SIN, constituyendo la base regulatoria del esquema de precio único, característico de los mercados eléctricos uninodales.

Este principio se mantiene en la operación actual del mercado. Documentos posteriores, como conceptos regulatorios y resoluciones de la CREG, confirman que el despacho ideal y la formación de precios se realizan bajo un esquema uninodal. (CREG, 2013), (CREG, 2001). Aunque no existe un decreto que lo defina explícitamente, esta característica está implícita en la regulación y constituye un pilar del diseño del mercado eléctrico colombiano. Por lo anterior, se concluye que, **el SIN, al ser un sistema uninodal en el que todos los nodos comparten un mismo precio, es**

equivalente desde la perspectiva de formación de precios a un modelo zonal con una única bidding zone. En ambos casos, las restricciones de transmisión internas no se consideran explícitamente en la formación del precio, sino que se gestionan posteriormente mediante acciones operativas¹².

En otras palabras, desde la perspectiva europea, las restricciones operativas del SIN no configuran mercados distintos, porque una congestión de red solo se convierte en una frontera entre *bidding zones* cuando requiere la asignación formal de capacidad de transmisión entre participantes del mercado. En Colombia no existe dicho mecanismo: no hay subastas de capacidad, no hay derechos de transmisión transables y la congestión se gestiona mediante redespacho centralizado por parte del Centro nacional de despacho (CND), con costos socializados a través de la reconciliación; exactamente el mismo tratamiento intrazonal que aplica la UE dentro de una sola *bidding zone*. Además, el hecho de que Colombia identifique estas restricciones de manera sistemática y las aborde a través de proyectos de expansión, confirma que el propio regulador las considera limitaciones temporales del sistema, que son susceptibles de resolverse con inversión en transmisión y no separaciones estructurales de mercado. Bajo el marco europeo, esta es precisamente la respuesta esperada dentro de una única *bidding zone*: gestionar operativamente la congestión mientras se ejecutan las ampliaciones necesarias para eliminarla.

Traducción del concepto de “*Bidding Zone*” al contexto nacional

La correcta interpretación y aplicación del concepto de BZ es fundamental para proyectos de hidrógeno renovable que buscan ser certificados como RFNBO bajo la normativa europea RED II. En particular, el cumplimiento del criterio de correlación geográfica requiere demostrar que la electricidad renovable utilizada para la producción de hidrógeno proviene de la misma zona de oferta que el electrolizador, o que la electricidad renovable se genere en una *bidding zone* con precios iguales o mayores que en la bidding zone donde la molécula RFNBO es producida, en el periodo de tiempo relevante en el mercado.

Para facilitar esta traducción, la Comisión Europea presenta una guía paso a paso sobre cómo evaluar el concepto de BZ o zona de oferta en contextos no europeos, como se presenta en la **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Sin embargo, corresponde a los esquemas voluntarios reconocidos por la Comisión Europea establecer una definición oficial de la zona de oferta a nivel nacional.

¹² En la actualidad, la CREG se encuentra ejecutando estudios sobre modificar el sistema uninodal a tener múltiples liquidaciones. Disponible en: <http://www.energys.com.co/estudio-de-precios-nodales-en-colombia.html>

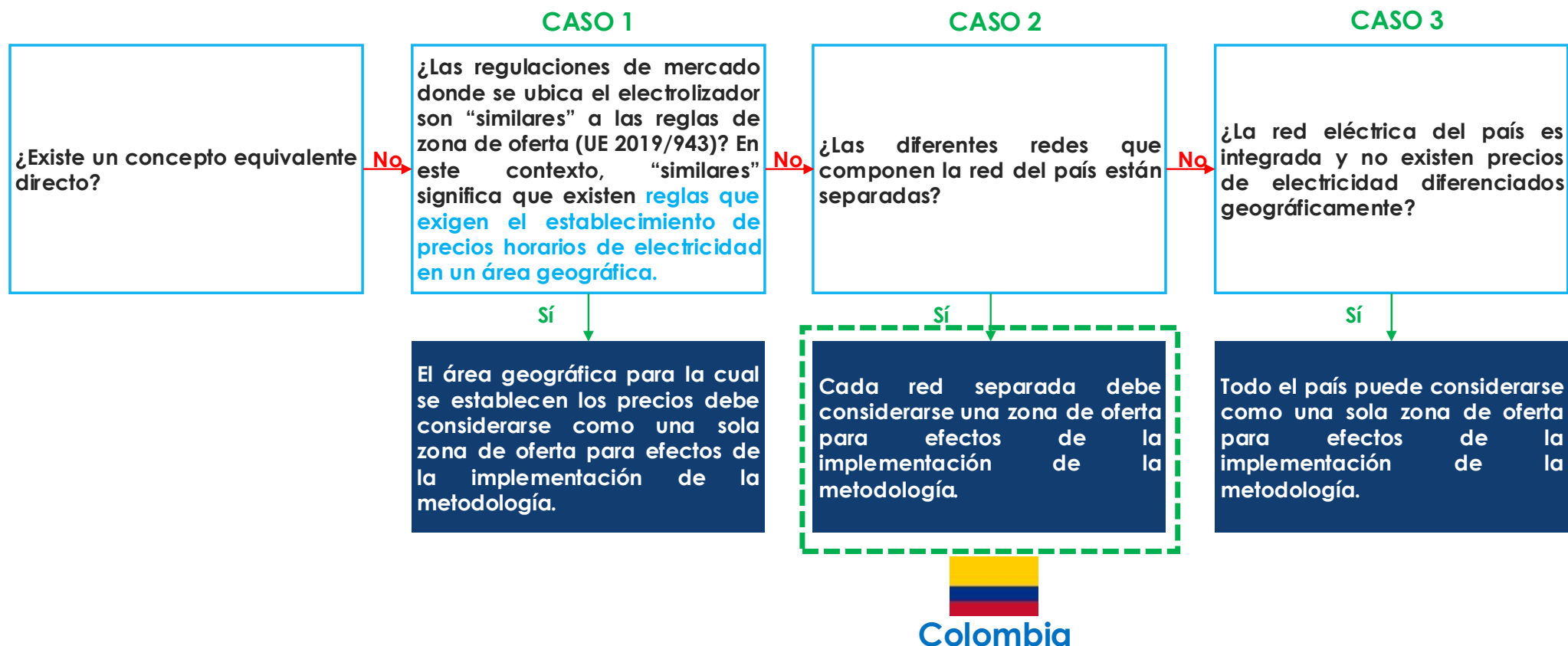


Figura 3. Guía para la evaluación de la traducción del concepto de zona de oferta a contextos locales. Fuente: Elaboración propia Hinicio (2025), basado en el Q&A de la Comisión Europea del 2024¹³.

¹³ Fuente: <https://circabc.europa.eu/ui/group/8f5f9424-a7ef-4dbf-b914-1af1d12ff5d2/library/ca8efd4d-cb44-4aec-914d-3d95f95ea293/details>

Según el **Reglamento (UE) 2019/943**, una *bidding zone* se define como la mayor área geográfica en la que los participantes del mercado pueden intercambiar energía sin necesidad de asignación de capacidad. En este contexto, también se definen:

- **Participante del mercado:** Persona natural o jurídica que genera, compra, vende o gestiona electricidad, incluyendo agregadores y operadores de demanda.
- **Asignación de capacidad:** Proceso mediante el cual se determina y distribuye la capacidad disponible para transferir energía entre distintas zonas de oferta en una red interconectada.

Aunque en Colombia no existe una definición oficial o regulatoria de zonas de oferta, considerando la definición regulatoria europea de bidding zone y la estructuración del mercado eléctrico como un sistema uninodal con un único precio, que no contempla la delimitación de zonas para la asignación de capacidad ni para la formación de precios diferenciados por área, se concluye que el **Sistema Interconectado Nacional (SIN) es equivalente, desde la perspectiva de formación de precios, a una única bidding zone (BZ).**

Adicionalmente, se debe considerar que, como se mencionó en la sección anterior, el sistema eléctrico no está compuesto únicamente por el SIN, sino que también incluye las ZNI, que se abastecen mediante sistemas aislados (redes y soluciones locales) bajo un régimen tarifario especial regulado por la CREG. Lo anterior significa que, en Colombia, el esquema uninodal aplica al mercado de corto plazo del SIN, donde la bolsa liquida con un precio único nacional. Las ZNI son sistemas (microrredes) aislados no conectados al SIN y, por tanto, no están cobijadas por ese esquema de bolsa; su prestación se realiza mediante soluciones locales con un régimen tarifario especial.

Por lo tanto, aunque solo el SIN cumple con la definición presentada en el CASO 1 de la Figura 3, este no constituye la totalidad de la infraestructura eléctrica del país; tanto el SIN como los sistemas aislados que abastecen las ZNI son sistemas diferentes y no interconectados entre sí, que en conjunto conforman el sistema eléctrico del país.

Con base en la guía de evaluación de correlación geográfica fuera de la UE de la Comisión Europea, y dado que el SIN está físicamente interconectado (y separado de las ZNI), **Colombia debería ubicarse en el CASO 2** de la Figura 3.

Para mayor claridad sobre la ubicación de Colombia dentro del CASO 2 de la **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**, la tabla a continuación compara los criterios de los casos 1 y 2 con la configuración del sistema eléctrico nacional.

Tabla 2. Comparación de los casos de la traducción de bidding zone con las características del sistema eléctrico colombiano.

	Caso 1	Caso 2	Colombia
Interconexión física del sistema	Una única zona de oferta físicamente interconectada.	Cada red separada debe considerarse una zona de oferta.	Caso 2: El sistema eléctrico nacional (incluyendo ZNI) no está físicamente conectado. El SIN se comporta como una única zona de oferta (Caso 1).
Formación de precios	Un único precio mayorista dentro de toda la zona.	Precios de electricidad diferenciados geográficamente	Caso 2: Existe un precio único de bolsa dentro del SIN, pero las ZNI tienen precios de electricidad diferenciados geográficamente.

Esto permite definir una zona de oferta dentro del SIN, que puede considerarse como una **BZ independiente**, siempre que se sigan cumpliendo con las siguientes condiciones:

1. **Precio de referencia único en bolsa:** las transacciones del mercado de corto plazo del SIN se liquidan con un precio único nacional, calculado y administrado por XM conforme a la regulación aplicable.
2. **Despacho centralizado:** el sistema opera bajo un esquema de despacho centralizado coordinado por XM (CND), con programación y operación unificadas para el SIN.
3. **Administrador/operador único del mercado:** el mercado mayorista del SIN es administrado por un único operador del sistema y administrador del mercado, lo que asegura una gestión central de la programación, liquidación y coordinación operativa.

Por lo tanto, la **traducción del concepto de *bidding zone* al contexto colombiano** debe considerar al SIN como una zona de oferta independiente. Esta interpretación deberá ser **verificada por los esquemas voluntarios de certificación quienes deberán** evaluar las regulaciones locales del mercado, definir qué constituye un equivalente de bidding zone en países fuera de la UE y finalmente, validar si el SIN cumple con los criterios de correlación geográfica.

Por su parte, **la Comisión Europea tiene la competencia de validar la interpretación propuesta y garantizar que se cumpla el criterio de correlación geográfica exigido para proyectos RFNBO**, otorgando la aceptación oficial que aplica exclusivamente para efectos de certificación RFNBO, sin que ello implique una redefinición del mercado eléctrico colombiano.

La interpretación propuesta del concepto de bidding zone para el caso colombiano constituye un **insumo técnico-regulatorio cuyo propósito es orientar a los esquemas voluntarios reconocidos por la Comisión Europea en la evaluación de proyectos que busquen certificarse como RFNBO**. Esta interpretación no tiene efectos jurídicos vinculantes en Colombia ni modifica el diseño del mercado eléctrico.

Asimismo, corresponde precisar que dicha traducción solo adquiere validez oficial cuando es evaluada y formalmente reconocida por un esquema voluntario acreditado para la certificación RFNBO. **La definición o delimitación equivalente que se adopte permanecerá vigente hasta que se realice una nueva evaluación**, la cual deberá llevarse a cabo cuando ocurran cambios sustanciales en la estructura, regulación o funcionamiento del mercado eléctrico analizado que puedan alterar la equivalencia previamente determinada.

Para que esta interpretación pueda ser reconocida formalmente por la Comisión Europea, deberá ser presentada y validada por un esquema voluntario acreditado (p. ej., ISCC EU, CertifHy), siguiendo el procedimiento que la Unión Europea ha establecido específicamente para la validación de casos provenientes de países no pertenecientes a la UE.

04. Identificación y análisis de los avances normativos existentes a nivel regional e internacional

La producción de hidrógeno mediante electrólisis está llamada a convertirse en un eje relevante de la transición energética. Sin embargo, gran parte de los proyectos de electrólisis no se conectarán exclusivamente a parques renovables dedicados, sino que consumirán electricidad del sistema eléctrico nacional. Esto plantea un desafío regulatorio clave: ¿en qué condiciones el hidrógeno producido con electricidad de red puede considerarse verde?

A nivel internacional, las respuestas han sido diversas. Algunas jurisdicciones priorizan la **trazabilidad de la electricidad** utilizada, imponiendo reglas estrictas sobre la procedencia de la energía. Otras se concentran en el **resultado ambiental**, estableciendo umbrales de intensidad de carbono sin importar el origen exacto de la electricidad. Existen también modelos híbridos que combinan ambos enfoques o esquemas en construcción que todavía no han definido criterios técnicos detallados.

Esta diversidad normativa hace necesario construir un marco comparativo que permita ubicar la legislación colombiana en relación con referentes internacionales y extraer lecciones relevantes para su correcto desarrollo.

Tipologías

- Enfoque basado en condiciones ex ante (input-based)

El enfoque basado en condiciones ex ante se centra en los criterios que deben cumplirse respecto al **origen de la electricidad utilizada en el electrolizador**. La clasificación del hidrógeno depende de demostrar que la energía proviene de fuentes renovables adicionales y que existe una correspondencia espaciotemporal verificable entre generación y consumo.

Este modelo se apoya en los criterios de renovabilidad presentados en el Capítulo 1 y detallados en la Tabla 1 para las diferentes estrategias de aprovisionamiento eléctrico¹⁴. El primero es la **adicionalidad**, que exige que la electricidad contratada proceda de instalaciones renovables nuevas, repotenciadas o ampliadas, de modo que se incorpore capacidad adicional al sistema eléctrico. El segundo es la **correlación temporal**, que busca establecer una coincidencia entre la generación renovable y el consumo eléctrico del electrolizador. Esta correlación puede definirse con distintas granularidades, desde periodos mensuales hasta exigencias de carácter horario. El tercero

¹⁴ Como se presenta en la Tabla 1, para plantas de RFNBO conectadas a la red en bidding zones con participación renovable superior al 90%, no aplican los criterios de adicionalidad, correlación temporal y correlación geográfica; pero la participación de energía renovable superior al 90% debe ser comprobada para al menos un año dentro de los 5 años que precedan la producción de la molécula, y las horas de producción del electrolizador no deben superar la proporción de energía renovable en el año inmediatamente anterior.

es la **correlación geográfica**, que determina que la generación y el consumo ocurran dentro de la misma zona eléctrica o mercado, lo que garantiza que la electricidad contratada sea físicamente entregable en el punto de consumo.

Un ejemplo representativo de este enfoque es el de la **Unión Europea**, donde la Directiva de Energías Renovables (RED II y su actualización RED III), junto con los reglamentos delegados (**Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 y Reglamento Delegado 2023/1185**), regulan los **Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBOs)**. En este marco, la electricidad de red puede clasificarse como renovable únicamente si cumple con los criterios de renovabilidad específicos para cada estrategia de provisionamiento eléctrico. De esta forma, la regulación define de manera detallada cómo se acredita la condición renovable de la electricidad en proyectos de hidrógeno conectados a sistemas eléctricos interconectados (Comisión Europea, 2018).

04.1º.1. Enfoque basado en resultados ambientales (output-based)

En los esquemas regulatorios basados en resultados ambientales, la clasificación del hidrógeno se determina por la **intensidad de carbono calculada** y el **umbral que cada marco normativo establece**.

La **intensidad de carbono del hidrógeno producido**, medida habitualmente en kilogramos de CO₂ equivalente por kilogramo de H₂ (kgCO₂e/kgH₂) o en gramos de CO₂ equivalente por Mega Julio de energía del hidrógeno (gCO₂e/MJ¹⁵). La metodología para calcular la intensidad de carbono puede variar en función del alcance del análisis de ciclo de vida considerado.

El enfoque *well-to-gate* comprende únicamente las emisiones generadas desde la extracción y procesamiento de las materias primas hasta la producción del hidrógeno en la planta. Es decir, analiza las emisiones hasta el momento en que el hidrógeno está disponible para su uso o despacho, excluyendo las fases posteriores de la cadena de valor. Por otro lado, el enfoque *well-to-grave* amplía el análisis para abarcar también las emisiones asociadas al transporte, distribución, uso final y disposición del hidrógeno. De este modo, se obtiene una visión más completa del impacto ambiental a lo largo de todo el ciclo de vida del producto.

Los **umbrales de intensidad de carbono**, expresados como el límite máximo de emisiones permitidas, varían entre jurisdicciones. Cada país o región define estos valores de acuerdo con sus objetivos regulatorios y metodologías de evaluación, de forma que la clasificación del hidrógeno depende de cumplir con los requisitos específicos de cada marco normativo. **El Reino Unido**, el estándar de hidrógeno bajo en carbono (*Low Carbon Hydrogen Standard*, LCHS) fija un umbral de 20 gCO₂e/MJ LHV con visión *well-to-gate*, equivalente a aproximadamente 2.4 kgCO₂e/kgH₂ (Department of Energy Security and Net Zero, 2023). **Canadá**, por su parte, emplea la intensidad de carbono como criterio para definir la elegibilidad a créditos de inversión, con umbrales diferenciados en función del nivel de emisiones reportado.

De esta manera, los marcos regulatorios que adoptan un enfoque *output-based* permiten que distintas combinaciones de fuentes eléctricas sean utilizadas en la producción de hidrógeno, siempre que el resultado final en términos de emisiones se mantenga por debajo de los límites

¹⁵ La referencia corresponde a la energía química del hidrógeno calculada a partir del Poder Calorífico Inferior (PCI). Esta es la práctica estándar en los principales marcos de cuantificación (p. ej., Directiva RED II/III, metodologías ISO), dado que el PCI refleja la energía realmente disponible en la combustión sin recuperar el calor latente del vapor de agua.

normativos. En adición, la medición de la intensidad de carbono del hidrógeno producido cumple un rol central para la **asignación de beneficios económicos o fiscales** a los proyectos. Estos beneficios pueden materializarse en créditos tributarios, subsidios directos, contratos de apoyo o mecanismos de financiamiento preferencial, dependiendo de la jurisdicción.

En el **Reino Unido**, el LCHS establece que únicamente los proyectos cuya producción de hidrógeno alcance una intensidad de carbono igual o inferior a 20 gCO₂e/MJ son elegibles para participar en los mecanismos de apoyo del gobierno, como contratos por diferencia (CfDs) o subsidios a la inversión. Esto significa que la condición de “*low-carbon hydrogen*” no solo define la clasificación ambiental del producto, sino también el acceso a esquemas de apoyo financiero que aseguran la competitividad de los proyectos en sus primeras etapas de desarrollo.

En **Canadá**, el *Clean Hydrogen Investment Tax Credit* (CH-ITC) introduce un crédito fiscal reembolsable que varía entre un 15% y un 40% de la inversión realizada, dependiendo de la intensidad de carbono declarada por el proyecto (Canada Revenue Agency, 2025). Cuanto más baja es la huella de carbono del hidrógeno producido, mayor es el porcentaje del beneficio fiscal al que se accede. De este modo, la regulación utiliza el cálculo de emisiones como un mecanismo de diferenciación económica, orientando a los desarrolladores a reducir la huella de sus procesos para maximizar la recuperación de capital a través de incentivos tributarios.

Este diseño regulatorio convierte la medición de emisiones en un **instrumento de política industrial**, ya que los beneficios económicos se condicionan al desempeño ambiental del proyecto. En la siguiente tabla se presentan los principales enfoques regulatorios y los criterios asociados a la intensidad de carbono del hidrógeno adoptados por distintas jurisdicciones. La comparación permite visualizar diferencias en los umbrales aplicables, el tipo de incentivos asociados y las metodologías de evaluación utilizadas.

Tabla 3. Principales enfoques regulatorios y los criterios asociados a la intensidad de carbono del hidrógeno adoptados por distintas jurisdicciones.

País/Región	Enfoque	Umbral de intensidad de carbono	Base metodológica/ Criterios clave
Reino Unido	Output-based (LCHS)	20 gCO ₂ e/MJ LHV (~2.4 kgCO ₂ e/kg H ₂) considerando <i>well-to-gate</i> .	Requiere LCA well-to-gate; aplica a elegibilidad de CfD e incentivos
Unión Europea ¹⁶	Renewable-based + LCA	Exige ≥70% de ahorro de emisiones respecto al comparador fósil de 94 gCO ₂ e/MJ (28.2	Criterios de adicionalidad, correlación temporal, correlación

¹⁶ En la Unión Europea, los criterios de clasificación y certificación del hidrógeno, incluyendo umbrales de ahorro de emisiones, metodología de cálculo y reglas de adicionalidad, se aplican de manera uniforme a los Estados miembros bajo el marco RED III y los actos delegados RFNBO. Por tanto, los casos de Francia, Países Bajos, España y otros países europeos se rigen por el mismo esquema regulatorio, con variaciones solo en condiciones del sistema eléctrico local.

País/Región	Enfoque	Umbral de intensidad de carbono	Base metodológica/ Criterios clave
		gCO ₂ e/MJ) considerando <i>well-to-grave</i> .	geográfica; aplica metodología de Análisis de ciclo de vidaACV.
Canadá	Output-based ligado a incentivos fiscales	Sin umbral numérico oficial	Créditos CH-ITC entre 15% y 40% según el nivel de emisiones declarado.
Estados Unidos (IRA – Crédito 45V)	Output-based fiscal	≤ 4 kgCO ₂ e/kgH ₂ para máximo beneficio; tramos 4–6, 6–8 y >8 kgCO ₂ e/kgH ₂	ACV <i>well-to-gate</i> con GREET-45V; elegibilidad basada en intensidad reportada

En el caso de América Latina, el desarrollo regulatorio se encuentra en una fase temprana y heterogénea. Brasil es el país que muestra el mayor avance normativo, habiendo aprobado recientemente su segunda ley de hidrógeno, que establece el [Programa de Desarrollo de Hidrógeno con Bajas Emisiones de Carbono](#) y fija criterios de elegibilidad, incluyendo un límite de hasta 7 kgCO₂e/kgH₂ junto con un esquema de incentivos y futuras subastas previstas para 2025. En contraste, Chile mantiene una estrategia nacional activa y una cartera relevante de proyectos sin un umbral regulatorio de intensidad de carbono comparable.

04.1º.2. Enfoques híbridos o en transición

Los enfoques híbridos o en transición combinan elementos del modelo *input-based* y del modelo *output-based*, con el objetivo de equilibrar **la viabilidad inicial de los proyectos** con la **progresiva incorporación de requisitos más estrictos**. Bajo este esquema, las regulaciones permiten que los primeros proyectos se beneficien de reglas más flexibles, mientras establecen una ruta clara hacia mayores exigencias en materia de trazabilidad eléctrica y reducción de emisiones.

En este tipo de marcos normativos se observan dos características centrales. La primera es la introducción de **fases de transición**, en las que se admite una correspondencia menos estricta entre la generación renovable y el consumo del electrolizador (por ejemplo, *matching* anual), con la previsión de avanzar hacia una correlación temporal más detallada en años posteriores, hasta llegar a un criterio horario. La segunda es la aplicación de **umbrales de intensidad de carbono**, que funcionan como un límite máximo de emisiones permitidas y que condicionan el acceso a incentivos o la clasificación del hidrógeno como bajo en carbono.

El caso de los **Estados Unidos** constituye un ejemplo representativo. La regulación asociada al crédito fiscal 45V establece tramos de beneficios económicos vinculados al nivel de emisiones por kilogramo de hidrógeno producido escalonado según la intensidad de emisiones (kgCO₂e/kg H₂) determinada con metodologías oficiales (p. ej., 45VH₂-GREET). Al mismo tiempo, define que, hasta 2029, será suficiente demostrar un emparejamiento anual entre la electricidad renovable contratada

y el consumo del electrolizador, pero a partir de 2030 se requerirá una correspondencia horaria (Holland & Knight, 2025). Este diseño ofrece un esquema gradual que facilita el despegue temprano de proyectos mientras garantiza la convergencia hacia estándares más exigentes.

Otro ejemplo se encuentra en **Australia**, donde el esquema de *Guarantee of Origin* contempla el uso de certificados de energía renovable con registro temporal (*time-stamping*), lo que introduce un componente *input-based*. Al mismo tiempo, se busca que los certificados sean compatibles con sistemas internacionales que valoran la intensidad de carbono final del producto, integrando así un componente *output-based*.

De esta manera, los enfoques híbridos o en transición generan un marco regulatorio que reconoce la necesidad de incentivar inversiones tempranas, sin perder de vista la convergencia hacia reglas más estrictas de trazabilidad y medición ambiental. El resultado es un modelo dinámico en el que las condiciones iniciales de flexibilidad conviven con un calendario de endurecimiento progresivo, diseñado para asegurar que los proyectos mantengan su elegibilidad en el largo plazo.

04.1º.3. Marcos incipientes o en desarrollo

Los marcos incipientes o en desarrollo corresponden a países que han establecido una base legal e institucional para el hidrógeno, pero que todavía están en proceso de definir los criterios técnicos específicos sobre adicionalidad, correlación temporal, geográfica o umbrales de emisiones. A diferencia de los esquemas de Estados Unidos o Canadá, que vinculan directamente la clasificación del hidrógeno con beneficios tributarios, en países como Brasil y Chile la prioridad está en crear **sistemas de certificación que otorguen trazabilidad ambiental y compatibilidad internacional**.

En **Brasil**, la Ley 14.948/2024 creó la **Política Nacional de Hidrógeno de Bajo Carbono y el Sistema Brasileño de Certificación de Hidrógeno (SBCH2)**, cuya reglamentación corresponde a la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP). Este marco se apoya en la matriz energética del país, con una alta participación hidroeléctrica, lo que le permite proyectar un hidrógeno con un perfil competitivo en términos de emisiones. La clasificación del hidrógeno bajo este esquema busca **brindar certeza a inversionistas y compradores internacionales** y facilitar que el producto brasileño sea reconocido en mercados con altos requisitos ambientales, especialmente en la Unión Europea.

En **Chile**, la **Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (2020)** definió una hoja de ruta hacia 2030, 2040 y 2050, e impulsó el diseño de un **sistema de aseguramiento de origen**. Este sistema se encuentra en construcción y se orienta a ser **compatible con los criterios europeos para los RFNBOs**, incluyendo discusiones sobre el uso de *matching* horario y delimitación de zonas eléctricas comparables a las *bidding zones*. El propósito central es **garantizar que el hidrógeno y sus derivados producidos en Chile sean aceptados en los mercados de exportación más exigentes**, en particular Europa y Asia, y crear condiciones de confianza para atraer inversión internacional hacia proyectos de gran escala.

En conjunto, los casos de Brasil y Chile muestran cómo los marcos incipientes en América Latina se están configurando principalmente como **instrumentos de política comercial y de posicionamiento internacional**. La clasificación del hidrógeno en estas etapas tempranas busca asegurar credibilidad ambiental y alineación con los estándares de los principales mercados de destino, más que establecer de entrada un sistema de incentivos fiscales internos.

A continuación, en la **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** se presenta una recopilación de distintos países con las principales consideraciones que deben tenerse en cuenta para la conexión de proyectos de hidrógeno a la red eléctrica. Asimismo, se incluyen las definiciones de hidrógeno adoptadas por cada país y la existencia o no de sistemas de certificación que regulen su producción y trazabilidad.

Tabla 4. Consideraciones del uso de la red para producción de hidrógeno en diferentes países.

País	Definiciones de H ₂	Consideraciones energía de la red	Sistemas de validación del balance
Unión Europea ¹⁷	<i>Renewable Hydrogen</i> : hidrógeno electrolítico líquido o gaseoso cuyo contenido energético se deriva de fuentes renovables distintas de la biomasa (RFNBO).	Se presentan los dos escenarios más relevantes para el estudio: Conectado a la red con un PPA: Se considera renovable hasta el consumo eléctrico del electrolizador que esté cubierto por el PPA. Se debe considerar: • Adicionalidad. • No hay apoyo al activo de generación de energía renovable. • Correlación geográfica. • Correlación temporal. • Se compran y cancelan Garantías de Origen (GOs) para la producción de RFNBO. Conectado a la red: Se produce una mezcla de H₂ renovable y convencional, cuyo % renovable dependerá del % de energía renovable en la bidding zone dos años antes de la producción. Aunque no es un requisito de la RED, deben asegurarse y cancelarse las Garantías de Origen para evitar la doble contabilización.	• El consumo eléctrico debe demostrarse mediante sistemas de medición horaria y trazabilidad energética compatibles con el Delegated Act RFNBO. • La verificación recae en esquemas voluntarios reconocidos por la Comisión Europea (ISCC EU, RSB, TÜV, CertifHy), que auditan adicionalidad, correlación temporal (horaria desde 2030), correlación geográfica y la cancelación de Garantías de Origen en el AIB Hub. Los datos deben provenir de TSOs/DSOs y registrarse conforme a las reglas LCA de la RED II/III.
	<i>Low Carbon Hydrogen</i> : Hidrógeno derivado de fuentes no renovables y cuyas emisiones de GEI presentan un ahorro de al	La fuente de generación puede ser gas natural con captura y almacenamiento de carbono, y también	• Directiva (UE 2025/2359 Reglamento Delegado (UE): por el que se completa la Directiva (UE) 2024/1788 del Parlamento Europeo y del Consejo

¹⁷ (Comisión Europea, s.f.)

País	Definiciones de H ₂	Consideraciones energía de la red	Sistemas de validación del balance
	menos un 70% en comparación con el combustible fósil de referencia.	aplica para el hidrógeno producido mediante electrólisis utilizando energía nuclear.	especificando una metodología para analizar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada del uso de combustibles hipocarbónicos
USA ¹⁸	<i>Clean Hydrogen</i> : Hidrógeno producido mediante un proceso que genere emisiones de GEI a lo largo de su ciclo de vida no superiores a 4 kg CO ₂ -eq por kg de H ₂ .	Según la definición, el hidrógeno puede provenir de cualquier fuente, siempre que no supere los 4 kg CO ₂ -eq por kg de H ₂ . De acuerdo con la última versión del modelo 45VH ₂ -GREET, para el uso de electricidad deben cumplirse los siguientes criterios: • Adicionalidad: la electricidad empleada debe provenir de nuevas fuentes de generación. • Correlación temporal: anual hasta 2030 y horaria a partir de entonces. • Correlación geográfica: la generación renovable debe provenir de un productor ubicado en la misma región que la planta de hidrógeno.	• El MRV se basa estrictamente en el modelo 45VH₂-GREET, que define cómo registrar el consumo eléctrico y calcular su huella de carbono. • Se exige trazabilidad de electricidad con medición horaria a partir de 2030, verificación por terceros acreditados por el IRS y uso de bases de certificados regionales (M-RETS, PJM-GATS, WREGIS). • La validación cubre adicionalidad, correlación temporal y geográfica, y la demostración de que la electricidad proviene de nuevas capacidades renovables.
Corea del Sur ¹⁹	<i>Clean Hydrogen</i> : Hidrógeno producido mediante un proceso que genere emisiones de GEI a lo largo de su ciclo de vida no	En el caso de la producción de hidrógeno verde, se deben cumplir los siguientes criterios: • Correlación temporal mensual. Aplica solo a las instalaciones que inicien operación antes de 2030.	• El proceso MRV se realiza mediante entidades oficialmente designadas por MOTIE: el Korea Energy Economics Institute (KEEI) como operador del

¹⁸ (Holland & Knight, 2025)

¹⁹ (KEEI, 2024)

País	Definiciones de H ₂	Consideraciones energía de la red	Sistemas de validación del balance
	superiores a 4 kg CO₂-eq por kg de H₂. Se distinguen cuatro tipos principales²⁰: H₂ verde: por electrólisis con energía renovable. H₂ azul: a partir de fósiles con captura de carbono (CCS). H₂ bio: desde residuos orgánicos o biomasa. H₂ rosado: por electrólisis con energía nuclear.	• Correlación geográfica. • Suministro de energía renovable directo o indirecto. Debido a la intermitencia de la energía renovable, hasta un 10 % de la electricidad puede adquirirse mediante certificados renovables (RECs).	sistema, y KTC y KTR como organismos de ensayo y evaluación. • La verificación incluye revisión de consumos eléctricos, trazabilidad mensual o mediante RECs, y cálculo LCA '<i>well-to-gate</i>', con supervisión del Clean Hydrogen Certification Deliberation Committee y soporte técnico del Working Body.

²⁰ Cualquiera de estos cuatro tipos puede ser considerado *clean hydrogen*, siempre y cuando cumpla con el umbral de emisiones.

País	Definiciones de H ₂	Consideraciones energía de la red	Sistemas de validación del balance
Brasil ²¹	H₂ bajo en carbono: producido mediante un proceso que genere emisiones de GEI a lo largo de su ciclo de vida no superiores a 7 kg CO₂-eq por kg de H₂. H₂ renovable: con bajas emisiones de carbono producido a partir de energía procedente de fuentes renovables. H₂ verde: producido mediante electrólisis utilizando energía proveniente de fuentes renovables.	Reglas de conexión a la red de transmisión: las normas para priorizar el acceso de los consumidores están actualmente en revisión regulatoria para adaptarse al aumento de la demanda proveniente de proyectos de hidrógeno.	• Operan bajo la supervisión de agencias públicas federales, principalmente el Ministerio de Minas y Energía (MME) y la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsables de regular la trazabilidad de la energía eléctrica y los criterios de acceso a red. La estructura MRV se apoya en datos provistos por los operadores del sistema eléctrico coordinados por el Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidad estatal que gestiona la red de transmisión y suministra registros de consumo eléctrico. • La certificación del hidrógeno es realizada por entidades certificadoras acreditadas bajo el esquema SBCH2, generalmente organismos privados de inspección y verificación autorizados por el Gobierno Federal para evaluar consumos eléctricos, trazabilidad de fuentes renovables, factores LCA y cumplimiento del límite de emisiones.
Japón ²²	<i>Low Carbon hydrogen:</i>	Las estrategias y regulaciones de Japón no limitan la producción de H ₂ de baja emisión de carbono a una	• La regulación y el desarrollo metodológico están dirigidos por el

²¹ (CMS, 2024)

²² (METI, 2024)

País	Definiciones de H ₂	Consideraciones energía de la red	Sistemas de validación del balance
	Hidrógeno producido mediante un proceso que genere emisiones de GEI a lo largo de su ciclo de vida no superiores a 3.4 kg CO ₂ -eq por kg de H ₂ .	ruta o tecnología específica, sino que se enfocan en alcanzar el umbral de reducción de emisiones.	Ministerio de Economía, Comercio e Industria (METI), entidad pública responsable de definir los lineamientos LCA y los criterios técnicos para evaluar el hidrógeno. • A diferencia de otras jurisdicciones, Japón no cuenta con un esquema oficial de certificación basado en ISO/TS 19870, por lo que la verificación del consumo eléctrico y las emisiones se realiza a través de organismos de auditoría técnica autorizados por METI, típicamente institutos públicos o empresas privadas especializadas en verificación industrial y sistemas de descarbonización.

Elementos normativos internacionales relevantes para Colombia

Resulta relevante identificar los elementos de los marcos internacionales que pueden funcionar como referencia para el caso de Colombia, así como aquellos que no son aplicables al entorno nacional. A continuación, se presenta una visión integrada sobre la definición de hidrógeno, los esquemas de verificación y las condiciones operativas incluyendo correlación temporal y geográfica.

En primer lugar, a nivel internacional, la definición de hidrógeno²³ suele estar estrechamente asociada a esquemas de certificación, a cuotas obligatorias de demanda y a mecanismos de apoyo económico condicionados al desempeño ambiental. En contraste, la definición de hidrógeno verde adoptada Colombia en Ley 2294 exige un balance energético verificable entre (i) la energía autogenerada con FNCER entregada al SIN y (ii) la energía tomada del SIN, cuya certificación debe ser definida mediante procedimiento del Ministerio de Minas y Energía. En este sentido, el énfasis regulatorio se orienta a la verificación del balance energético y al respaldo contractual/certificable de la electricidad renovable en determinados escenarios, sin incorporar los requisitos propios de los esquemas internacionales de certificación.

En segundo lugar, en materia de verificación y gobernanza, los marcos internacionales suelen contemplar auditorías externas realizadas por certificadores acreditados, el uso obligatorio de garantías de origen y la certificación como condición previa para acceder a incentivos económicos. Este es el caso de jurisdicciones como la Unión Europea o Japón, donde la certificación constituye un pilar fundamental del sistema de gobernanza del hidrógeno. Ninguno de estos elementos forma parte del marco normativo colombiano vigente, particularmente el Decreto 1597 de 2024, adopta un enfoque distinto: (i) permite certificación con vocación de exportación y certificación para consumo local como opción de responsabilidad empresarial, y (ii) establece de manera expresa que la certificación de origen no es un requisito para solicitar beneficios tributarios o no tributarios previstos en la Ley 2099, constituyendo así una diferencia sustancial frente a los modelos regulatorios internacionales.

En tercer lugar, se analizan las condiciones operativas asociadas al uso de energía eléctrica proveniente de la red para la producción de hidrógeno. A nivel internacional, numerosos países permiten este uso de energía siempre que se cumplan los criterios establecidos en sus respectivos sistemas de certificación cuyas condiciones base son correlación geográfica y correlación temporal.

En el caso colombiano, la correlación geográfica se satisface de manera indirecta gracias a la estructura uninodal del Sistema Interconectado Nacional, que garantiza que toda la energía tomada proviene de una red integrada con precio único nacional en bolsa por lo que, a falta de zonas de oferta, puede considerarse una zona única para efectos de equivalencia con una *bidding zone*.

Desde la perspectiva temporal, los marcos internacionales aplican esquemas de balance energético con distintos niveles de granularidad (anual, mensual u horario) en función de sus capacidades técnicas y exigencias regulatorias. En este contexto, destacan los enfoques adoptados en países como Estados Unidos, donde la limitada disponibilidad de trazabilidad horaria ha llevado a la implementación de esquemas de correlación amplia, como el *matching*²⁴ anual.

²³ Amplio rango de definiciones de H₂, dentro de las que se encuentra verde, renovable o bajo en carbono.

²⁴ Se entiende por *matching* el grado de correspondencia temporal entre la energía generada y la energía consumida por el electrolizador.

En conclusión, el enfoque colombiano difiere de los marcos internacionales en la medida en que la definición de hidrógeno verde no se encuentra asociada a esquemas obligatorios de certificación ni, por ende, a la intervención de organismos certificadores externos. Desde el punto de vista operativo, la correlación geográfica se satisface de manera indirecta a través de la estructura uninodal del Sistema Interconectado Nacional. En cuanto a la evaluación temporal, esta debe analizarse a la luz de las capacidades institucionales y técnicas disponibles, siendo el balance anual la menor granularidad temporal observada en las prácticas internacionales aplicables.

05. Brechas y oportunidades de la definición publicada en el PND 2022-2026

Esta sección presenta la evolución reglamentaria del hidrógeno verde en Colombia, con el objetivo de analizar las oportunidades y brechas de la definición de hidrógeno verde, según el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, establecido en la Ley 2294/2023 y proponer un procedimiento para establecer el balance estipulado en la misma.

Evolución normativa del hidrógeno verde

En la normativa colombiana, la definición de hidrógeno ha evolucionado progresivamente a través de distintos instrumentos legales, reflejando el creciente interés y desarrollo tecnológico en el país. La **Ley 2099 de 2021** marcó un hito al reconocer el hidrógeno verde como una de las Fuentes No Convencional de Energía Renovables (FNCER) dentro del marco de la transición energética, estableciendo una diferenciación frente al hidrógeno azul, según el método de producción:

- **Hidrógeno verde:** Producido a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, FNCER, como biomasa, eólica, solar o geotérmica, clasificado también como FNCER.
- **Hidrógeno azul:** Obtenido mediante la descomposición de metano con sistemas de captura, uso y almacenamiento de carbono, CCUS²⁵, definido como Fuente No Convencional de Energía, FNCE.

De esta forma, el **reconocimiento del hidrógeno verde y azul como FNCER y FNCE**, respectivamente, les otorga beneficios tributarios e instrumentos de fomento aplicables establecidos en la Ley 1715 de 2014, modificada por la Ley 2099:

- Beneficios tributarios: exclusión del IVA, exención de aranceles, depreciación acelerada y deducción especial en el impuesto sobre la renta.
- Instrumentos de fomento aplicables: declaratoria de utilidad pública e interés social y acceso a mecanismos de promoción y financiamiento de parte del gobierno.

Seguidamente, el **Decreto 895 de 2022**, mediante el cual modificó el Decreto 1625 de 2016, Único Reglamentario en Materia Tributaria precisó la noción de “**Proyectos de Hidrógeno Verde y Azul**”, abarcando todas las actividades vinculadas a la producción, almacenamiento, acondicionamiento, distribución, re-electrificación, investigación y uso final del hidrógeno verde y azul. Su principal impacto se da en la habilitación de los beneficios tributarios otorgados a través de la Ley 2099, para toda la cadena de valor, desde la producción del hidrógeno, hasta su uso.

Posteriormente, el **Decreto 1476 del 2022**, determinó que los **proyectos de hidrógeno verde pueden emplear energía eléctrica autogenerada o proveniente de la red**, siempre que esta

²⁵ Carbon capture, utilization and storage (Captura, uso y almacenamiento de carbono)

última sea respaldada totalmente por FNCER a través de contratos bilaterales de suministro y certificados de energía renovable emitidos por terceros bajo estándares internacionales verificables mediante plataformas de consulta pública. De esta manera, el decreto define los requisitos operativos de los proyectos para que sean considerados de hidrógeno verde y, consecuentemente, puedan acceder a los beneficios correspondientes. Adicionalmente, este decreto define el hidrógeno verde como un vector energético usado para almacenamiento energético, como combustible o insumo industrial, a proyecto de hidrógeno verde, como el conjunto de actividades que se desarrollan para la producción, almacenamiento, acondicionamiento, distribución, reelectrificación, investigación o uso final del hidrógeno verde.

La **Ley 2294 de 2023** (Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026), en su artículo 235 revisó la definición de hidrógeno verde contenida en la Ley 2099 (diferente de la definición de “proyecto de hidrógeno verde”). En esta, se incluye aquel hidrógeno producido con energía autogenerada de FNCER y energía del **Sistema Interconectado Nacional, siempre que se cumpla con condiciones de balance energético**. En otras palabras, la energía entregada al SIN proveniente de FNCER debe ser igual o superior a la consumida del sistema interconectado nacional.

Finalmente, el **Decreto 1597 de 2024** constituye la más reciente consolidación del marco normativo, incorporando la definición de “Hidrógeno de bajas emisiones”, categoría en la cual pueden incluirse otras variantes previamente definidas, siempre que satisfagan un umbral de emisiones específico, pendiente de determinación²⁶. Así mismo este decreto, en la definición de “proyecto de hidrógeno verde” cita 3 casos bajo los cuales se podrá tomar energía del SIN. La tabla a continuación presenta una recopilación de los instrumentos regulatorios y el concepto emitido relacionado con la definición de hidrógeno verde.

Tabla 5. Evolución de la definición de hidrógeno verde en la regulación colombiana.

Documento	Concepto	Definición
Ley 2099 de 2021	Hidrógeno Verde	Es el hidrógeno producido a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, el calor geotérmico, la solar, los mareomotriz, entre otros; y se considera FNCER.
Decreto 895 de 2022	Inversiones en proyectos de Hidrógeno Verde o Azul	Corresponden a la destinación de recursos financieros, a partir de la fecha en que entran en vigor o empiezan a aplicar, según el caso, los Artículos 11, 12, 13 y 14 de la ley 1715 de 2014, modificados por los Artículos 8, 9, 10, 11 y 21 de la Ley 2099 de 2021 para la adquisición de bienes y servicios definidos en la lista que publica la Unidad de Planeación Minero-Energética -UPME que tengan como objetivo el desarrollo de un proyecto de Hidrógeno Verde o Azul.

²⁶ El Ministerio de Medioambiente y Desarrollo Sostenible publicó para consulta pública el proyecto de resolución “por la cual se establece el umbral máximo de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para que el hidrógeno producido en territorio nacional sea considerado de bajas emisiones y se dictan otras disposiciones”

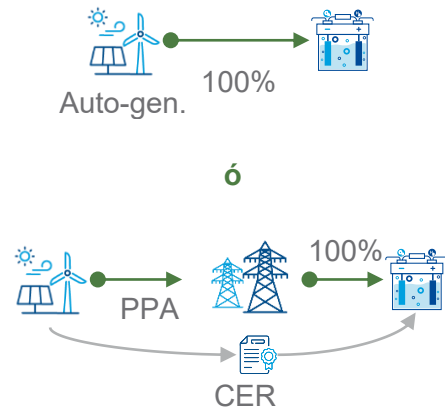
Documento	Concepto	Definición
Decreto 895 de 2022	Proyecto de Hidrógeno Verde y Azul	El proyecto de Hidrógeno Verde y Azul comprende el conjunto de actividades que se desarrollan para la producción, almacenamiento, acondicionamiento, distribución, reelectrificación, investigación y uso final del Hidrógeno Verde o Azul.
Decreto 1476 de 2022	Proyectos de Hidrógeno Verde	Un proyecto de Hidrógeno Verde es el conjunto de actividades que se desarrollan para la producción, almacenamiento, acondicionamiento, distribución, reelectrificación, investigación o uso final del Hidrógeno Verde, en los términos definidos en la Ley 2099 de 2021. Los proyectos de producción de Hidrógeno Verde podrán utilizar energía eléctrica autogenerada o tomada de la red. La totalidad de la energía proveniente de la red debe ser respaldada con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), para lo cual se deberá suscribir un contrato bilateral de suministro de energía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), además de contar con certificados de energía renovable expedidos por un tercero bajo estándares internacionales reconocidos y verificables a través de una plataforma de consulta pública de registro.
Artículo 235 de la Ley 2294 de 2023	Hidrógeno Verde	Aquel producido a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, el calor geotérmico, la solar, los mareomotriz, entre otros; y se considera fuentes no convencionales de energía renovable -FNCER- También se considerará hidrógeno verde el producido con energía eléctrica autogenerada a partir de FNCER y energía eléctrica tomada del sistema interconectado nacional -SIN-, siempre y cuando la energía autogenerada con FNCER entregada al SIN sea igual o superior a la energía tomada del SIN; para este último caso, el Ministerio de Minas y Energía establecerá el procedimiento para certificar este balance a partir de los sistemas de medida ya establecidos en la regulación.
Decreto 1597 de 2024	Proyecto de hidrógeno verde	Los proyectos de producción de Hidrógeno Verde podrán utilizar energía eléctrica autogenerada y/o tomada de la red, en cualquiera de los siguientes eventos: 1. Cuando la totalidad de la energía proveniente de la red sea respaldada con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), para lo cual se deberá suscribir un contrato bilateral de suministro de energía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), además de contar con certificados

Documento	Concepto	Definición
		de energía renovable (CER) expedidos por un tercero bajo estándares internacionales reconocidos y verificables a través de una plataforma de consulta pública de registro. 2. Cuando cuente con certificados que demuestren que la energía autogenerada con FNCER entregada al SIN ha sido igual o superior a la energía tomada del SIN. El Ministerio de Minas y Energía establecerá el procedimiento para certificar este balance a partir de los sistemas de medida ya establecidos en la regulación. 3. Si la energía autogenerada con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) entregada al SIN es menor que la energía tomada del SIN, para mantener su condición de proyecto de hidrógeno verde, la diferencia deberá ser respaldada con contratos bilaterales de suministro de energía a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable y certificados de energía renovable de los que trata el numeral 1 del presente artículo.
Proyecto de ley # 260 de 2024 senado - 275 de 2022 cámara	Hidrógeno verde	Modifica e el numeral 23 y adiciónese el numeral 27, al artículo 5 de la Ley 1715 de 2014, definiendo hidrógeno verde como aquel producido a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable según lo establece el presente artículo o aquel que lo modifique o derogue. También se considerará hidrógeno verde el producido con energía eléctrica generada a partir de FNCER y energía eléctrica tomada del sistema interconectado nacional (SIN), siempre y cuando la energía generada con FNCER entregada al SIN sea igual o superior a la energía tomada del SIN; para este último caso, el Ministerio de Minas y Energía establecerá el procedimiento para certificar este balance a partir de los sistemas de medida ya establecidos en la regulación. ...”

La Figura 4 a continuación presenta un compilado de los mecanismos existentes para el aprovisionamiento de energía renovable dispuestos en la regulación colombiana, para un proyecto de producción de hidrógeno verde. En específico, se presentan los mecanismos de aprovisionamiento estipulados en el Decreto 1476 del 2022, en la Ley 2294 de 2023 y en el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía modificado por el Decreto 1597 del 2024.

Compilado de los diversos mecanismos de Aprovisionamiento de FNCER a partir de la regulación

Decreto 1476 de 2022



Y_{1a} : Energía autogenerada que es entregada a la red
 Y_{1b} : Energía consumida de la red por el electrolizador
 Y_2 : Energía auto generada que es consumida por el electrolizador

Decreto 1597 de 2024

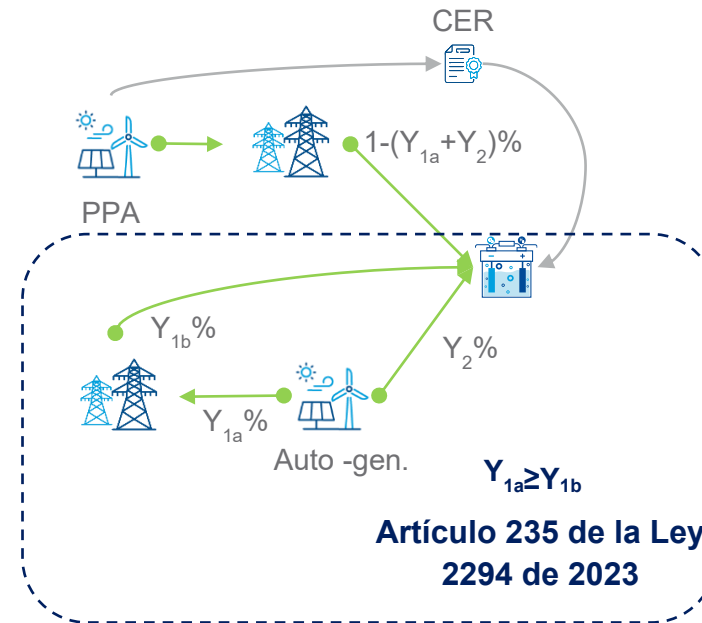


Figura 4. Diversos mecanismos para el aprovisionamiento de energía definida como FNCER para un proyecto de hidrógeno verde, según la reglamentación colombiana.

Como se presenta en la **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**, la regulación colombiana define los siguientes mecanismos de aprovisionamiento:

- Según el **Decreto 1476 de 2022**, un proyecto de hidrógeno verde con autogeneración puede aprovisionarse del 100% de la energía autogenerada. O también, este decreto establece que un proyecto de hidrógeno verde sin autogeneración puede aprovisionarse de hasta el 100% de energía de la red eléctrica siempre y cuando esté respaldado por un PPA y por certificados de energía renovable.
- Según el **Decreto 1597 de 2024** (que modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, un proyecto de hidrógeno verde con autogeneración de FNCER, puede tomar parte de la energía usada para la producción de hidrógeno de la red eléctrica ($Y_{1b}\%$), complementando el suministro con energía autogenerada ($Y_2\%$). De esta forma, la planta de autogeneración está en la capacidad de entregar energía excedente a la red ($Y_{1a}\%$) mientras que se cumpla la condición de que Y_{1a} , es decir la energía FNCER entregada a la red, sea mayor o igual que Y_{1b} , la energía que se toma de la red para producir hidrógeno. Para este caso en particular, el balance de energía debe garantizar que se cumpla con la condición de que $Y_{1a} \geq Y_{1b}$.
- El **Decreto 1597 de 2024** también establece que, un proyecto de hidrógeno verde con autogeneración puede, además de tomar parte de su energía de la planta de autogeneración FNCER ($Y_2\%$), complementar su abastecimiento eléctrico con energía de la red, siempre y cuando la energía tomada de la red que supere la energía de autogeneración entregada como excedentes ($Y_{1a}\%$), esté respaldada por contratos bilaterales con certificados de energía renovable. Con el fin de aclarar este último mecanismo, se plantea el siguiente ejemplo. Un proyecto de generación de hidrógeno verde que cuente con una planta de autogeneración con capacidad para abastecer el 10% de la energía requerida para la producción de hidrógeno, podría tomar directamente de esta planta el 5% de la energía requerida, mientras que la planta inyecta el 5% restante a la red eléctrica, en forma de excedentes. De esta manera, el proyecto deberá tomar el 95% restante de energía de la red eléctrica, de los cuales el 90% debe contar con respaldo de contratos bilaterales y certificados de energía renovable para asegurar el balance de energía. En otras palabras, la proporción máxima de energía que el proyecto de hidrógeno verde puede tomar de la red, sin que esté respaldada por certificados de energía renovable, sería igual a la proporción de energía que la planta de autogeneración inyecte anualmente, como excedentes.
- Según el **artículo 235 de la Ley 2294 de 2023**, también se considerará hidrógeno verde el producido con energía autogenerada y energía tomada de la red, siempre y cuando la autogenerada entregada al SIN ($Y_{1a}\%$) sea igual o superior a la energía tomada del SIN ($Y_{1b}\%$). Considerando lo anterior, el balance de energía también en este caso debe garantizar que se cumpla con la condición de que $Y_{1a} \geq Y_{1b}$.

Análisis de la definición establecida en el art. 235 de la Ley 2294 de 2023

El artículo 235 de la Ley 2294, la cual entró en vigor el 29 de mayo de 2023, modifica la definición de hidrógeno verde del numeral 23 del Artículo 5 de la Ley 2099. Esta primera, definía el hidrógeno verde de manera conceptual sin establecer detalles operativos²⁷, es decir, se define al hidrógeno

²⁷ Se entiende por detalles operativos el conjunto de características, condiciones y parámetros propios del funcionamiento de un proyecto o instalación, que permiten describir de manera precisa cómo se lleva a cabo

verde como aquel producido a partir de FNCER, pero sin establecer cómo se debe llevar a la práctica esta definición. Adicionalmente, la definición de la Ley 2294, añade:

“También se considerará hidrógeno verde el producido con energía eléctrica autogenerada a partir de FNCER y energía eléctrica tomada del sistema interconectado nacional -SIN- (...)”,

Esta adición podría interpretarse como si se tratará de otra modalidad o mecanismo de aprovisionamiento de energía, cuando lo que se define posteriormente es una característica operativa. Esta estructura genera una ambigüedad de interpretación en relación con otras definiciones aplicables al marco regulatorio del hidrógeno verde.

Por ejemplo, el Decreto 1476 del 2022, establece en el artículo 2.2.7.2.2 “Proyecto de hidrógeno verde”:

“... Los proyectos de producción de Hidrógeno Verde podrán utilizar energía eléctrica autogenerada o tomada de la red...”

Esto corresponde a modalidades operativas, indicando que el proyecto podrá autogenerar su energía o tomar energía del SIN, y que, en el caso de tomar energía de la red, esta deberá estar respaldada por contratos bilaterales de suministro de energía renovables y certificados de energía renovable. Considerando lo anterior, al quedar modificada la Ley 2099, la definición establecida en la Ley 2293 de 2023, se presta para una interpretación ambigua, pues no es claro si el hidrógeno verde podrá ser producido solo a partir de FNCER autogeneradas o si las modalidades previstas en el Decreto 1476 siguen vigentes, ya que la Ley en mención considera las FNCER autogeneradas y la red por medio de un operador “Y”, y en el decreto mediante el operador “O”.

El Decreto 1597 de 2024, busca resolver esta ambigüedad, al desarrollar escenarios operativos para el uso de la energía de la red en proyectos de hidrógeno verde, en armonía con el balance introducido en la Ley 2294.

Adicionalmente, es importante resaltar que los mecanismos de provisionamiento de energía eléctrica descritos en la regulación actual sólo podrán ser validados a través de mecanismos de certificaciones que estén desarrolladas específicamente para este fin y que podrán ser implementados una vez el proyecto de hidrógeno verde esté en operación. Sin embargo, regulatoriamente se menciona que estos esquemas de certificación serán voluntarios y que, en específico, la certificación de origen de hidrógeno no será un requisito para la obtención de los beneficios tributarios para fuentes no convencionales de energía renovable, extendidos por la Ley 1715 modificada por la Ley 2099 de 2021. La siguiente sección profundiza en el procedimiento actual para la obtención de dichos incentivos.

Procedimiento para la obtención de los beneficios tributarios

Actualmente, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) es la entidad encargada de:

- **Recibir y evaluar** las solicitudes.
- **Verificar la información técnica, financiera y legal** del proyecto.
- **Expedir el certificado** que habilita al solicitante para aplicar los beneficios tributarios ante la DIAN.

De esta manera, la UPME genera el certificado por las **inversiones en bienes y servicios** que se encuentren incluidos en el Anexo No. 3 de la Resolución 135 de 2025 y verifica el cumplimiento de los requisitos técnicos, mediante un proceso de revisión documental. Dentro de las etapas del

su operación. Estos detalles incluyen, entre otros, los balances de masa y energía, los flujos de entrada y salida de insumos y productos, los consumos eléctricos y térmicos asociados a cada etapa del proceso.

procedimiento de solicitud del certificado, los solicitantes deben diligenciar el formato de Solicitud única y en él, incluir información como: nombre del proyecto, etapa del proyecto, incentivos solicitados, ubicación, valor de inversión y declaración, de tal manera que se pueda definir claramente el alcance del beneficio. En específico, en relación con las etapas del proyecto, la tabla a continuación presenta el propósito de cada etapa de inversión destacada por la UPME, así como las actividades típicas que se desarrollan en cada una de estas, las cuáles definirán los bienes y servicios que se deben considerar.

Tabla 6. Etapa del proyecto y su propósito en el procedimiento de solicitud de la inversión.

Etapa	Propósito
Preinversión: Periodo de tiempo en el que se realizan las actividades de investigación y desarrollo tecnológico o formulación e investigación preliminar.	Evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental del proyecto antes de comprometer recursos significativos. Dentro de esta etapa, las actividades típicas son: • Estudios preliminares. • Investigación y desarrollo tecnológico. • Formulación del proyecto. • Análisis de riesgos.
Inversión: Periodo de tiempo en el que se realizan los estudios técnicos, financieros, económicos y ambientales definitivos, así como las actividades de construcción, montaje e inicio de ejecución.	Ejecutar la construcción y montaje del proyecto con base en estudios definitivos, asegurando que los activos cumplan con los estándares técnicos y regulatorios. Dentro de esta etapa, las actividades típicas son: • Estudios técnicos, financieros y ambientales definitivos. • Compra de equipos y contratación de servicios. • Construcción y montaje. • Pruebas iniciales.
Operación: Periodo de tiempo a partir del cual el proyecto se encuentra en operación y se deben realizar las actividades asociadas a la administración, operación y mantenimiento.	Garantizar la continuidad, eficiencia y seguridad del proyecto una vez está en funcionamiento, incluyendo mantenimiento y optimización. Actividades típicas: • Administración y operación diaria. • Mantenimiento preventivo y correctivo. • Monitoreo de desempeño y cumplimiento normativo.

Además, es pertinente señalar que la Resolución 135 de 2025 de la UPME, mediante la cual se establecen los requisitos, el procedimiento y las tarifas para evaluar las solicitudes y emitir los certificados que permiten acceder a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014, modificada por la Ley 2099, introduce exigencias que solo pueden cumplirse en proyectos que ya se encuentran en fase de operación. En particular, el Artículo 5.3.5 requiere la entrega del “*contrato bilateral de suministro de energía a partir de FNCER y del certificado de energía renovable expedido por un tercero bajo estándares internacionales verificables*”, documentos que únicamente pueden generarse una vez la infraestructura renovable está en funcionamiento y el suministro eléctrico está

respaldado contractualmente. Sin embargo, la normativa no contempla un mecanismo equivalente para proyectos que se encuentran en etapa de diseño o preinversión, los cuales, por definición, no pueden producir ni contratos de suministro perfeccionados ni certificados de energía renovable. Esta ausencia de lineamientos documentales aplicables en fases tempranas dificulta la presentación de solicitudes ante la UPME y genera incertidumbre sobre la forma adecuada de acreditar el suministro renovable.

Análisis de las barreras estructurales de la definición de hidrógeno verde

El análisis de la evolución normativa de la definición de hidrógeno verde permite identificar vacíos e inconsistencias que pueden llegar a convertirse en obstáculos para la realización de los proyectos. Esto puede llevar a que las empresas que buscan desarrollar y/o operar proyectos de hidrógeno verde no tengan certeza sobre las reglas aplicables, lo que afecta la toma de decisiones y la materialización de las inversiones, que a su vez se traduce en inseguridad jurídica. A continuación, se describen en más detalle las principales barreras identificadas y presentadas en la **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

Definiciones ambiguas:

- **Múltiples definiciones de hidrógeno verde y cambios frecuentes en la regulación:** como se discutió en la sección anterior, la existencia de distintas definiciones de "hidrógeno verde" y "proyecto de hidrógeno verde" en instrumentos de diferentes jerarquías (leyes y decretos), genera incertidumbre sobre cuál debe aplicarse para el desarrollo de los proyectos. Esta situación se explica porque las normas más recientes no siempre derogan o sustituyen de manera expresa las disposiciones anteriores, sino que suelen adicionar capítulos, introducir escenarios operativos o precisar requisitos para finalidades específicas (p. ej., acceso a incentivos o mecanismos de verificación). En consecuencia, cada instrumento introduce ajustes o condiciones específicas, lo que dificulta la planeación y el acceso a incentivos. Este problema se evidencia, por ejemplo, en los mecanismos de aprovisionamiento energético establecidos en la Ley 2294 y los Decretos 1476 y 1597, que incorporan distintos criterios sobre el uso de energía renovable y la interacción con el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Implicación: Falta de armonización normativa que puede derivar en inseguridad jurídica y frenar inversiones.

- **Condiciones operacionales dentro de la definición:** Las definiciones de hidrógeno verde integran conceptos operacionales sin considerar un propósito claro, lo cual genera inconvenientes al continuar la construcción de la regulación.

Incompatibilidad operativa:

- **Condiciones de validación operativas, beneficios en fase de inversión y pre-inversión:** Los beneficios tributarios de la Ley 1715 modificada por la Ley 2099, a los que pueden acceder los proyectos de hidrógeno verde pueden ser solicitados en diferentes etapas del proyecto, incluyendo las fases de pre-inversión y de inversión. Sin embargo, los requisitos operativos incluidos en las definiciones solo pueden cumplirse una vez la energía haya sido generada y consumida. Por ejemplo, los certificados de energía renovable exigidos por los Decretos 1476 y 1597 para proyectos de hidrógeno verde que tomen energía de la red, solo podrán ser obtenidos una vez la energía haya sido generada y consumida.

Implicación: Se crea un desfase entre la normativa y la realidad del desarrollo de proyectos, afectando la materialización de inversiones y la competitividad del sector.

Desafíos de trazabilidad:

- **Falta de capacidades para el monitoreo y auditoría:** A diferencia de las energías de fuentes renovables no convencionales, el hidrógeno verde es un vector energético, lo que significa que la inversión en equipos y tecnología no garantiza automáticamente que el producto final sea "verde". Actualmente, en Colombia no existen mecanismos ni capacidades institucionales para auditar de manera técnicas continuas que aseguren que, durante la operación de los proyectos, el origen de la energía utilizada provenga efectivamente de FNCER.

En las implicaciones prácticas de la definición, como lo es el otorgamiento de los incentivos tributarios, se depende de una revisión documental inicial por parte de la UPME, que emite el certificado de aprobación para su posterior validación por la DIAN. Una vez aprobados los beneficios, se asume que el proyecto mantiene las condiciones bajo las cuales fue certificado, sin que exista un sistema robusto de monitoreo y verificación en tiempo real. Esto implica que la trazabilidad del hidrógeno verde se basa en la buena fe (auto-declaración no verificada), lo que representa un riesgo para la integridad del sistema de incentivos y para la credibilidad del mercado.

Implicación: La ausencia de mecanismos de trazabilidad y auditoría puede generar vulnerabilidades regulatorias, riesgos de incumplimiento y pérdida de confianza en la cadena de valor del hidrógeno verde.

- **Vacío institucional para el monitoreo del balance de energía:** Actualmente no está definido qué entidad, dentro del mercado eléctrico, debe asumir la responsabilidad de monitorear y validar el balance de energía al que hace referencia el artículo 235 de la Ley 2294. Este vacío genera incertidumbre sobre la trazabilidad y el cumplimiento de las condiciones establecidas para proyectos de hidrógeno verde que utilizan energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN).



Figura 5. Análisis de barreras estructurales de la definición de hidrógeno verde.

Las barreras identificadas no constituyen vacíos regulatorios inmediatos, ya que pueden atenderse mediante mecanismos complementarios, como procedimientos técnicos coherentes con el marco vigente. Esto aplica especialmente a los aspectos relacionados con el balance energético, la trazabilidad y la certificación del hidrógeno bajo en emisiones.

06. Definición del procedimiento para establecer el balance estipulado por el Plan Nacional de Desarrollo

Esta sección presenta las consideraciones técnicas relevantes para definir el procedimiento para el balance energético definido en el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, precisando el periodo de verificación, las fuentes de información y las responsabilidades de los actores involucrados. Adicionalmente, se define dicho procedimiento aplicable a proyectos de producción de hidrógeno verde que combinan autogeneración con FNCER y consumo de energía eléctrica tomada de SIN. Este procedimiento no tiene por objeto redefinir el concepto de “hidrógeno verde” ni modificar las condiciones regulatorias de acceso o conexión al SIN, las cuales se encuentran plenamente habilitadas en la normativa vigente, sino establecer el procedimiento para el balance de energía exigido por la ley, a partir de los sistemas de medida ya establecidos en la regulación eléctrica colombiana.

Definición del periodo de balance

En el contexto de la regulación del hidrógeno verde en Colombia, el establecimiento de un balance anual de energía se presenta como una alternativa entre el reporte de información que valide el propósito y la reducción de incertidumbre, y la carga administrativa, y sobredimensionamientos injustificados. Esta sección aborda, en primer lugar, la variabilidad de las fuentes FNCER a nivel mensual y anual; en segundo lugar, se analizan las ventajas que este enfoque aporta tanto a los desarrolladores de proyectos como a las entidades regulatorias; y finalmente se explora su compatibilidad con los esquemas internacionales de certificación, garantizando así que este no será una barrera ante las certificaciones que desee obtener el productor.

Análisis técnico de la variabilidad de las FNCER en Colombia

Con el propósito de cuantificar la variabilidad de la generación con FNCER y su impacto en la verificación del balance energético, se realizó un análisis estadístico de los datos de generación de diecinueve (19) plantas solares fotovoltaicas²⁸ conectadas al SIN colombiano durante el período comprendido entre enero de 2024 y noviembre de 2025, a partir de información públicamente disponible en el sistema de información eléctrica de XM. Es pertinente señalar que, para el caso de energía eólica, ante la ausencia de data histórica en Colombia, se realizó un ejercicio teórico basado en simulaciones con datos públicos.

Para cada planta se calculó la variación porcentual entre el valor mínimo y el valor máximo de generación, tanto a nivel mensual como a nivel de promedios anuales. Este indicador permite caracterizar la dispersión de la producción energética y, consecuentemente, el grado de

²⁸ Las plantas seleccionadas son aquellas que cuentan con datos reportados desde el 01-ene-2024

incertidumbre que enfrentaría un operador de planta de hidrógeno verde bajo diferentes períodos de balance.

Los resultados del análisis evidencian una diferencia sustancial entre la variabilidad mensual y la variabilidad anual de la generación solar fotovoltaica. A continuación, se presenta una síntesis de los hallazgos principales:

Tabla 7. Variabilidad de generación solar fotovoltaica: comparación mensual vs. anual. Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Información Eléctrica (XM).

Código	Planta	Mayor diferencia mensual en un año (%)	Variación Anual (%)
3DDT	LATAM SOLAR LA LOMA	88%	6%
3EDL	BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 5	61%	8%
3EFY	BOSQUES SOLARES DE LOS LLANOS 4	62%	8%
3GFQ	AGPE FERCH2	110%	6%
3GI6	GRANJA SOLAR EL SALADO	52%	4%
3HF5	FUNDACION	32%	6%
3HG7	COMUNIDAD EL SALVADOR I	55%	24%
3HG9	COMUNIDAD EL SALVADOR II	117%	4%
3HWK	AGPE EL ENCANTO	142%	4%
3HYG	URUACO	81%	11%
3INX	CARACOLI I	69%	4%
3IQA	SUNNORTE	45%	2%
3IRX	PORTON DEL SOL	133%	6%
3IZ6	PARQUE SOLAR LA UNION	81%	4%
3J2B	SOLAR PLANETA RICA	36%	1%
3JBP	LA NENERA	416%	8%
EPFV	EL PASO	62%	8%
GYPO	GUAYEPO	750%	67%
MATA	LA MATA	271%	22%
PROMEDIO (19 plantas)		140%	11%

Dado que no se cuentan con datos públicos de despacho de plantas eólicas en Colombia, se realizó un ejercicio teórico, con base a información obtenida de Renewable Ninja²⁹, en el cual se comparó igualmente la variación del perfil mensual y anual para un punto arbitrario en La Guajira (seleccionada por su importancia para el sector).

²⁹ Renewable Ninja es una herramienta de simulación de generación de energía eólica y solar con base a reanálisis meteorológicos globales como “Merra-2”, los cuales estiman a partir de extrapolación de datos medidos e imágenes satelitales variables como irradiación solar y velocidades de viento.

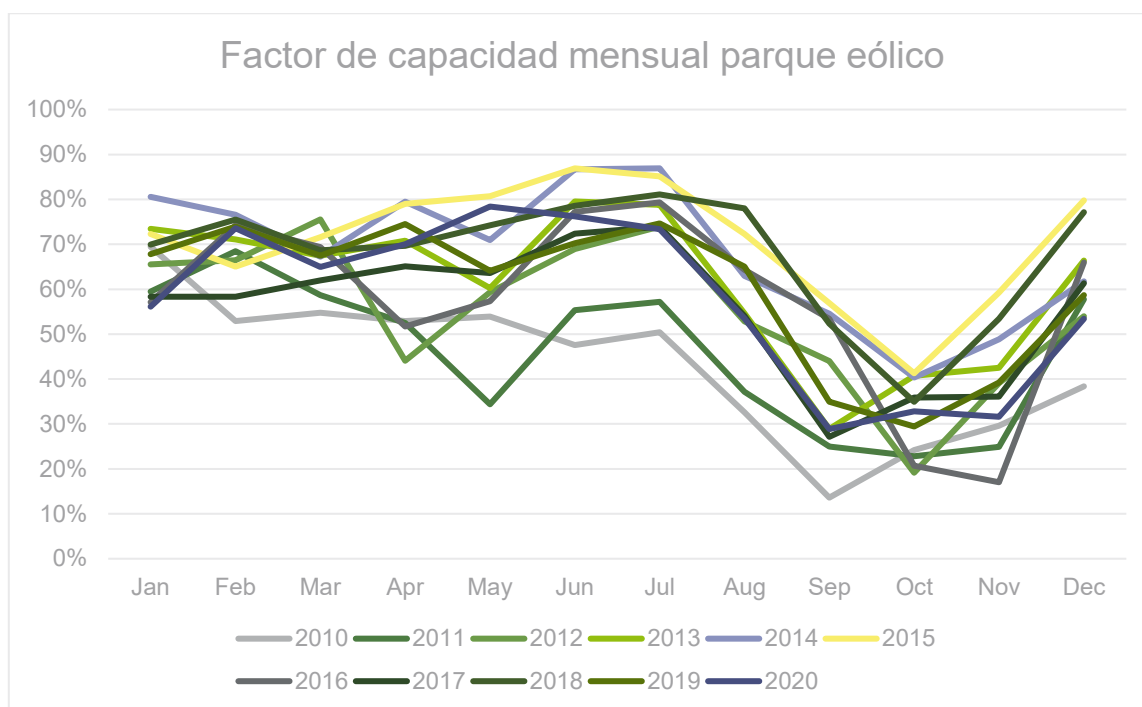


Figura 6. Perfil del factor de capacidad mensual por año durante el periodo 2010-2020. Fuente: Elaboración propia con datos de Renewable Ninja seleccionando arbitrariamente un punto en las coordenadas 11.67, -71.995.

Tabla 8. Variabilidad de generación eólica en La Guajira: comparación mensual vs. anual. Fuente: Elaboración propia con datos de Renewable Ninja seleccionando arbitrariamente un punto en las coordenadas 11.67, -71.995

Año	Mayor diferencia mensual en un año (%)
2010	411%
2011	200%
2012	295%
2013	175%
2014	115%
2015	110%
2016	366%
2017	172%
2018	132%
2019	154%
2020	172%
Mayor diferencia entre años (%)	63%

Al igual que con la energía solar, la variación intra anual es mayor a la variación interanual. Dentro de un mismo año, la diferencia entre los meses con mayor y menor generación puede ser de hasta un 411% (5.1 veces), mientras que la variación entre el valor promedio entre los años de mayor y menor generación (dentro del periodo analizado) es de un 63% (1.6 veces). En la Figura 6, se evidencia el efecto meteorológico marcado en los meses de septiembre a noviembre donde el recurso disminuye considerablemente. Adicionalmente, se determinó que el factor de capacidad

P50 anual³⁰ es de aproximadamente 58.4% y que los años evaluados están en un rango de +- 25% alrededor del promedio.

Justificación del balance anual

La evidencia empírica analizada demuestra que la generación solar fotovoltaica presenta fluctuaciones promedio de 140%³¹ a nivel mensual, y la simulación realizada demuestra que para la posible generación eólica la variación intra anual es de 209% en promedio; en ambos casos, estas variaciones son atribuibles a factores estacionales, condiciones meteorológicas, y patrones de radiación solar y lluvia propios de la zona intertropical. Sin embargo, estas variaciones tienden a compensarse cuando se evalúan promedios anuales, resultando en una dispersión considerablemente menor.

Para un operador de planta de hidrógeno que opere bajo el esquema de autogeneración con FNCER, entrega de excedentes al SIN y toma de energía del sistema con balance positivo, una variación mensual promedio superior al 140% implica una incertidumbre considerable respecto al cumplimiento del requisito legal en cada período de verificación. Por el contrario, una variación anual promedio del 11% ofrece un margen de previsibilidad sustancialmente mayor, facilitando la planificación operativa y financiera del proyecto en el caso de la energía solar, y de un $\pm 25\%$ alrededor del P50 anual en el caso de la energía eólica.

Adicionalmente a la reducción de la incertidumbre, el balance anual otorga una reducción de la carga administrativa frente a la alternativa mensual (e incluso más frente a una alternativa horaria). Bajo un esquema de balance mensual, esta verificación debería realizarse doce (12) veces al año.

La adopción de un período de balance anual reduce esta carga administrativa a una única verificación por año calendario. Adicionalmente, simplifica los procesos de fiscalización y seguimiento por parte de las autoridades competentes, optimizando los recursos institucionales destinados a la supervisión del cumplimiento normativo.

Finalmente, desde un punto de vista técnico, un balance mensual obligaría a los desarrolladores y operadores de proyectos de hidrógeno verde a sobredimensionar sus instalaciones de generación FNCER con el propósito de garantizar el cumplimiento del requisito incluso durante los meses de menor producción solar. Este sobredimensionamiento incrementaría innecesariamente los costos de inversión (CAPEX) del proyecto, afectando su viabilidad económica y competitividad.

El balance anual, al permitir que los excedentes generados durante los meses de alta radiación compensen los déficits de los meses menos favorables, posibilita un dimensionamiento óptimo de las instalaciones, evitando inversiones redundantes que no aportan valor adicional a los objetivos de descarbonización.

Compatibilidad con la certificación de origen

Es fundamental distinguir entre la **definición de hidrógeno verde** establecida en la Ley 2294 de 2023 y los **esquemas de certificación de origen** del hidrógeno. Conforme al análisis realizado por la GIZ en el documento "Consultoría diagnóstico y recomendaciones para la certificación de garantía

³⁰ Para el caso de energía solar no se determinó el P50 por falta de datos; no se realizaron simulaciones al haber datos empíricos.

³¹ Es decir, dentro de un mismo año, el mes con mayor generación superó en 2.4 veces la generación del mes con la menor generación.

de origen hidrógeno producido en Colombia" (2023)³², estos son instrumentos diferenciados con propósitos distintos, y a su vez, existen dos categorías de certificaciones que conviene analizar separadamente.

La definición legal colombiana busca establecer los requisitos para que un proyecto de producción de hidrógeno sea clasificado como "verde" en el ordenamiento jurídico nacional, con las consecuencias que ello implica en materia de tratamiento regulatorio y acceso a beneficios tributarios. En este sentido, las certificaciones de origen no constituyen un requisito para la obtención de los beneficios previstos en la Ley 1715 modificada por la Ley 2099 de 2021, tal como lo reconoce expresamente el Decreto 1597 de 2024.

Existen esquemas de certificación de carácter voluntario que los productores o consumidores pueden adoptar libremente con el propósito de comunicar al público o a sus contrapartes comerciales el tipo de hidrógeno producido y/o utilizado, independientemente de que existan reglas de tipo obligatorio en el país donde desarrollan su actividad. Entre estos esquemas voluntarios se encuentran CertifHy, ISCC PLUS, TÜV SÜD y Green Hydrogen Organisation (GH2), los cuales se distinguen por el uso de etiquetas o sellos que acreditan los atributos del hidrógeno certificado.

A modo de ejemplo, el esquema CertifHy clasifica el hidrógeno en dos categorías: "verde" (proveniente de energías renovables) y "bajo en carbono" (producido por fuentes no renovables con bajas emisiones). Para que el hidrógeno cumpla con los estándares de CertifHy, su producción debe tener una intensidad de gases de efecto invernadero inferior al punto de referencia de las prácticas industriales actuales en al menos un 60%. Estos esquemas voluntarios constituyen la forma de validar comercialmente el atributo verde en transacciones entre privados, sin que ningún mercado específico los exija como condición de acceso.³³

De manera relevante para el presente análisis, estos esquemas voluntarios no establecen requisitos estrictos de correlación temporal horaria o mensual como condición para la certificación. Por consiguiente, la adopción de un balance anual para la definición nacional de hidrógeno verde resulta compatible con los estándares de verificación que típicamente aplican estos esquemas, permitiendo que los productores colombianos puedan acceder a certificaciones voluntarias sin enfrentar incompatibilidades regulatorias.

Una categoría diferente corresponde a los esquemas de certificación obligatorios, cuando se busca cumplir con criterios legales de energía renovable, sostenibilidad y/o descarbonización que son exigidos por mercados específicos de destino. El ejemplo más relevante lo constituyen los Reglamentos Delegados de la Directiva RED II/III de la Unión Europea, que establecen los criterios para la certificación de Combustibles Renovables de Origen No Biológico (RFNBO, por sus siglas en inglés). Estos esquemas sí contemplan requisitos de adicionalidad, correlación temporal (mensual hasta 2029, horaria a partir de 2030) y correlación geográfica como condiciones para que el hidrógeno sea contabilizado hacia las metas de energía renovable de la Unión.

Sin embargo, estos requisitos son exigibles únicamente por el mercado específico que los demande. El Decreto 1597 de 2024 expresamente reconoce que los productores de hidrógeno con vocación exportadora podrán elegir los sistemas de certificación de origen que consideren necesarios para

³² Disponible: https://www.minenergia.gov.co/documents/12269/01.GIZ_Prodcuto_1_Entregable_1_231211_sistema_certificaci%C3%B3n_im2GULC.pdf

³³ Esta certificación de CertifHy voluntaria es diferente a la certificación CertifHy RFNBO

la exportación a terceros países, debiendo asegurarse de que el esquema seleccionado cumpla con los requisitos del país receptor.

Por consiguiente, la adopción de un balance anual para efectos de la definición nacional de hidrógeno verde no constituye una barrera para aquellos productores que, adicionalmente, deseen obtener certificaciones para mercados con requisitos más exigentes de correlación temporal. Es decir, el balance anual, al ser más flexible, no impide el cumplimiento de estándares más rigurosos cuando el mercado de destino así lo requiera.

Finalmente, es importante resaltar que el procedimiento de verificación del balance de energía propuesto en este capítulo responde a un requisito legal de carácter nacional, que se presenta en la definición regulatoria de hidrógeno verde establecida por el Plan Nacional de Desarrollo. Mientras tanto, los esquemas de certificación de origen son instrumentos de certificación utilizados para fines de reconocimiento comercial, trazabilidad internacional o acceso a mercado específicos.

Determinación de responsabilidades según los sistemas de medida existentes

Se analizó el marco regulatorio colombiano con el fin de establecer cuál puede ser el mejor mecanismo de verificar el balance de energía, de acuerdo con las responsabilidades de los diferentes agentes, incluidos los autogeneradores, operadores y comercializadores que correspondan, y aprovechando los sistemas de medición existentes, con el propósito de evitar la creación de nuevas responsabilidades y cargas administrativas a las partes involucradas.

Tipos de Autogeneradores y su Interacción con el Mercado

El marco regulatorio colombiano distingue dos categorías de autogeneradores en función de su capacidad instalada (siendo el límite definido por la Resolución UPME 281 de 2015), cada una con reglas diferenciadas de participación en el mercado y representación ante el sistema comercial: Auto Generador a Gran Escala (AGGE) y Auto Generador a Pequeña Escala (AGPE).

La autogeneración a pequeña escala (AGPE) comprende los proyectos con capacidad instalada de generación menor o igual a 1 MW. La Resolución CREG 174 de 2021 regula integralmente esta modalidad en el SIN. Los AGPE se caracterizan por:

- **Representación / interacción comercial:** su relación comercial se canaliza a través de un comercializador, que puede ser el comercializador asociado al Operador de Red (OR) al cual se conectan, o otro comercializador habilitado.
- **Excedentes de Energía:** Los excedentes de energía se transan al comercializador, quien los valoriza según las reglas del artículo 25 de la CREG 174/2021 (crédito de energía para AGPE con FNCER, valoración horaria a precio de bolsa para excedentes que superen la energía importada).

La autogeneración a gran escala comprende los proyectos con capacidad instalada de generación superior a 1 MW. En materia regulatoria, se rigen por la Resolución CREG 024 de 2015, y de manera complementaria por los lineamientos de política que ha actualizado el Decreto 1403 de 2024. Conforme a ello, los AGGE tienen las siguientes características:

- **Representación obligatoria:** El artículo 2.2.3.2.4.3, numeral 4 del Decreto 1403 de 2024 establece que el AGGE *"deberá ser representado ante el mercado mayorista por un agente comercializador o por un agente generador"*.
- **Medición y fronteras (Código de Medida):** El AGGE debe cumplir con el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014) en lo correspondiente a su frontera de generación y su frontera de comercialización. Adicionalmente, el agente que lo represente (comercializador o generador) debe registrar dichas fronteras conforme a las reglas aplicables del MEM.

Fronteras Comerciales y Registro de Energía

La Resolución CREG 038 de 2014 (Código de Medida) define la **frontera comercial** como:

"Frontera comercial: Corresponde al punto de medición asociado al punto de conexión entre agentes o entre agentes y usuarios conectados a las redes del Sistema de Transmisión Nacional o a los Sistemas de Transmisión Regional o a los Sistemas de Distribución Local o entre diferentes niveles de tensión de un mismo OR³⁴."

Es decir, la frontera comercial es el punto donde se miden y registran los intercambios de energía entre un agente/usuario del sistema, (incluido el autogenerador en su punto de conexión). Los sistemas de medición instalados en la frontera registran tanto la **energía importada** (tomada de la red) como la **energía exportada** (entregada a la red), y deben cumplir con los requisitos del Código de Medida. Cuando la frontera está configurada con reporte al ASIC, los datos de medición deben ser reportados, validados y procesados en el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).

El **Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC)** es el agente encargado del registro y administración de los intercambios comerciales del Mercado de Energía Mayorista (MEM). Entre sus funciones se encuentran:

- **Registro de fronteras comerciales:** El ASIC mantiene el registro oficial de las fronteras comerciales que participan en las transacciones del MEM. El proceso de registro está regulado por la Resolución CREG 157 de 2011.
- **Recepción de datos de medición:** Las fronteras comerciales registradas deben reportar al ASIC sus mediciones de energía (tanto la entregada como la tomada del SIN) conforme a los procedimientos del Código de Medida (CREG 038/2014).
- **Liquidación de transacciones:** Con base en los datos de medición reportados, el ASIC calcula y liquida las transacciones de compra y venta de energía entre los agentes del MEM.
- **Facturación a agentes:** El ASIC emite la facturación correspondiente a cada agente por sus transacciones en el mercado mayorista.

Es importante destacar que el **ASIC no tiene relación directa con los autogeneradores**. La relación del ASIC es con los *agentes* del mercado (comercializadores y generadores) que representan las fronteras comerciales. El autogenerador interactúa comercialmente con su agente representante, quien a su vez participa en el MEM y se relaciona con el ASIC.

Adicionalmente, no todas las fronteras comerciales reportan directamente al ASIC. La obligación de reporte depende del tipo de autogenerador y de la configuración de representación:

³⁴ OR: Operador de red

Fronteras CON reporte obligatorio al ASIC:

- **AGGE (siempre):** Al ser tratado como generador del MEM, su frontera de generación tiene reporte obligatorio al ASIC conforme al Código de Medida.
- **AGPE Usuario No Regulado:** Los usuarios no regulados AGPE deben reportar las medidas horarias de excedentes al ASIC en las mismas condiciones que reportan su consumo (Art. 19, CREG 174/2021).
- **AGPE que vende a comercializador diferente al integrado con el OR:** Cuando el AGPE entrega excedentes a un comercializador distinto al integrado con el OR, se requiere reporte al ASIC.

Fronteras SIN reporte obligatorio al ASIC:

- **AGPE Usuario Regulado que vende al comercializador integrado con el OR:** En este caso, el comercializador integrado consolida la información y reporta los totales de excedentes al ASIC dentro de las primeras 48 horas del mes siguiente (Art. 19, CREG 174/2021). La frontera individual del AGPE no reporta directamente.

Ahora bien, independientemente de si la frontera reporta o no directamente al ASIC, la información de energía importada y exportada siempre queda registrada en el sistema de medición y se refleja en la factura que el autogenerador recibe de su comercializador o agente representante.

Sistema de Facturación de Intercambios

Al analizar las diferentes obligaciones, responsabilidades e interacciones de los autogeneradores (AGs) con el Mercado de Energía Mayorista (MEM) y sus agentes, se identifica que el agente representante en cada una de las fronteras comerciales es quien posee la trazabilidad completa de los intercambios de energía realizados por el AG. Esta información es recopilada y registrada por dicho agente durante cada periodo de facturación, garantizando así la transparencia y el control sobre las transacciones energéticas.

El marco regulatorio vigente establece obligaciones específicas en materia de facturación, lo cual asegura una adecuada documentación de los intercambios de energía entre los agentes y el MEM:

- **Para AGPE:** De acuerdo con el Artículo 26 de la Resolución CREG 174 de 2021, el comercializador que recibe energía de un Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE) es responsable de la liquidación de las transacciones. En cada factura, debe incluir información detallada sobre las importaciones y excedentes de energía, los cobros asociados, el valor a pagar al usuario por parte del comercializador y cualquier otro dato relevante según corresponda.
- **Para AGGE:** El Autogenerador a Gran Escala (AGGE) debe ser representado por un agente generador para la entrega de excedentes y por un agente comercializador para acceder a la red como respaldo, siempre bajo condiciones libremente pactadas entre las partes. En ambos casos, recae sobre estos agentes la responsabilidad de informar al AGGE sobre los intercambios de energía que se produzcan en cada frontera comercial.

Por tanto, la trazabilidad de los intercambios y la comunicación de estos al autogenerador quedan plenamente garantizadas a través de los agentes representantes y los mecanismos de facturación establecidos por la regulación, consolidando así un sistema fiable para la gestión y verificación de las transacciones energéticas en el MEM.

La utilización de las facturas de energía eléctrica como fuente de información para la verificación del balance energético presenta múltiples ventajas:

1. **No genera cargas adicionales a los agentes del MEM:** Los comercializadores y agentes representantes ya tienen la obligación de emitir facturas con información detallada de importaciones y excedentes. Utilizar esta información para verificar el balance de energía requerido por la Ley 2294 en su definición de hidrógeno verde, no les impone ninguna responsabilidad nueva ni requiere modificaciones a sus sistemas de facturación.
2. **No genera cargas administrativas significativas al operador del proyecto:** El operador del proyecto ya recibe las facturas como parte del funcionamiento normal de su actividad de autogeneración. Para efectos de la certificación, solo necesita conservar las facturas y presentarlas cuando se requiera verificar el balance. No se requiere instalar equipos adicionales, contratar servicios de verificación, ni implementar sistemas de reporte especiales.
3. **Coherencia con el mandato legal:** El artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 establece expresamente que se deben utilizar "los sistemas de medida ya establecidos en la regulación". Las facturas se elaboran precisamente con base en esos sistemas de medida, lo que garantiza plena coherencia con el mandato legal.
4. **Trazabilidad y confiabilidad:** Las facturas constituyen documentos con valor probatorio, emitidos por agentes regulados sujetos a la supervisión de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. La información proviene de sistemas de medición que cumplen con los requisitos del Código de Medida y están sujetos a verificaciones periódicas.

Consideraciones Específicas para Proyectos de Hidrógeno Verde

Un aspecto crítico que debe considerarse es que la frontera comercial del autogenerador registra todos los consumos de la instalación, no únicamente el consumo del electrolizador. Esto incluye:

- Consumo del electrolizador para producción de hidrógeno
- Consumo de equipos auxiliares (compresores, sistemas de enfriamiento, etc.)
- Consumo de instalaciones de apoyo (iluminación, oficinas, sistemas de control)
- Pérdidas internas del sistema

El artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 establece que, cuando el hidrógeno verde se produce usando la energía autogenerada con FNCER y energía tomada del SIN, la energía autogenerada con FNCER entregada al SIN debe ser "igual o superior" a la utilizada para la producción de hidrógeno verde. Sin embargo, **la frontera comercial no distingue qué porción del consumo corresponde específicamente al electrolizador, equipo que produce el hidrógeno, frente al resto de cargas de planta.**

Desde una perspectiva práctica, esta situación tiene dos lecturas posibles:

- **Opción A: Balance con consumo total de la planta**

Se considera que la energía FNCER debe cubrir todo el consumo de la instalación asociada al proyecto de hidrógeno verde. Esta interpretación es más conservadora y garantiza que toda la operación del proyecto sea efectivamente verde. El balance se verifica directamente con la información de la frontera comercial (facturas).

- **Opción B: Balance solo con consumo del electrolizador**

Se considera que la energía FNCER solo debe cubrir el consumo específico del electrolizador. Esta interpretación requiere medición adicional del consumo del

electrolizador, verificación de la correcta instalación del medidor, y un sistema de reporte independiente.

Si se opta por verificar el balance únicamente con el consumo del electrolizador (Opción B), se requeriría implementar un sistema de medición independiente, y presentar evidencia que el equipo de medida está correctamente instalado y la carga medida corresponde como mínimo al electrolizador.

Finalmente, Código de Medida (CREG 038/2014) establece en su artículo 23 la figura de las "firmas de verificación", que son entidades contratadas por el ASIC para realizar la verificación inicial de los sistemas de medición de las fronteras comerciales. Este modelo podría servir de referencia para la verificación de medidores independientes de electrolizadores.

Procedimiento de Balance Energético

El presente procedimiento establece el marco técnico–operativo para demostrar el cumplimiento del **balance energético anual exigido para proyectos de hidrógeno verde** que combinan autogeneración con FNCER y energía tomada del SIN, conforme al artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 y a la propuesta de resolución que define su verificación a partir de sistemas de medida existentes y del reporte de información en una plataforma oficial.

El procedimiento se estructura para aplicar en dos escenarios dependiendo de la disponibilidad de medición segregada del consumo del electrolizador:

- **Caso con submedición certificada del electrolizador**, en el cual existen mediciones independientes que permiten aislar su consumo eléctrico respecto de otras cargas internas; y
- **Caso sin submedición certificada**, en el cual no es posible distinguir el consumo del electrolizador del resto de consumos del proyecto, por lo que toda la energía tomada del SIN se imputa al electrolizador para efectos del balance.

Además de acreditar el cumplimiento regulatorio, el procedimiento habilita un esquema de monitoreo continuo que permite a la autoridad disponer de información estandarizada, verificable y comparable sobre los flujos de energía asociados a la producción de hidrógeno verde. Esto facilita la trazabilidad técnica, la supervisión del comportamiento operativo de los proyectos y la toma de decisiones informadas de política pública.

El alcance del procedimiento comprende: (i) principios, definiciones y roles, que delimitan la base conceptual del balance, los actores responsables de la medición, validación y reporte, y las herramientas metrológicas permitidas; y (ii) la metodología de cálculo, desarrollada en pasos secuenciales que permiten consolidar, asignar y verificar la energía entregada y tomada del SIN en cada uno de los dos casos descritos.

El procedimiento se fundamenta exclusivamente en mediciones provenientes de sistemas regulados bajo el Código de Medida (CREG 038 de 2014) y, cuando aplique, en submedición certificada del electrolizador conforme a requisitos metrológicos y de acreditación.

Principios

El balance propuesto se basa en los siguientes principios:

- **Balance físico anual (año calendario):** la energía FNCER entregada al SIN debe ser $\geq$ a la energía tomada del SIN imputable al electrolizador, en el periodo 1 enero–31 diciembre.
- **Medición sobre sistemas existentes:** el procedimiento se soporta exclusivamente en los sistemas de medida regulados por el Código de Medida (CREG 038 de 2014) y en su registro, validación y consolidación por parte del ASIC (XM) en:
 - Fronteras de generación (energía entregada al SIN)
 - Fronteras de comercialización (energía tomada del SIN)
- Cuando el proyecto requiera segregar el consumo del electrolizador respecto de otras cargas, se admite submedición certificada, siempre que el medidor:
 - Esté instalado exclusivamente aguas abajo del electrolizador.
 - Cuente con certificado de un organismo de Inspección acreditado por el Organismo Nacional de Acreditación (ONAC).

- Mantenga calibración vigente, evidencia metrológica y trazabilidad técnica.
- Registre datos con sello de tiempo e integridad verificable.
- **Trazabilidad y no doble contabilización:** la evidencia del atributo renovable y los excedentes usados en el balance deben ser trazables, únicos y no reclamados por otros instrumentos.
- **Estandarización y comparabilidad:** formatos de datos, validaciones y reporte homogéneos para asegurar consistencia entre proyectos a través de sistema de información.

Definiciones y roles

La correcta implementación del procedimiento de balance energético requiere definir con precisión los conceptos operativos, las variables involucradas y los roles institucionales responsables de la medición, reporte y verificación. Esta sección establece el marco conceptual necesario para asegurar que el cálculo del balance sea **reproducible, verificable y trazable**, independientemente de la configuración técnica del proyecto.

Las definiciones que se presentan a continuación están estructuradas para abarcar ambos escenarios previstos por el procedimiento: **(i)** proyectos que disponen de **submedición certificada** para el electrolizador y **(ii)** proyectos que **no** cuentan con dicha submedición y cuyo cálculo se soporta exclusivamente en fronteras oficiales de medición del SIN.

Variables operativas

Para efectos del cálculo anual del balance energético, se emplean las siguientes variables, reportadas en unidades de energía eléctrica consumida al mes (ej. kilovatios-hora (kWh) al mes) y sustentadas en evidencia:

($E_{\text{Generación neta}}$)

Generación neta de la planta FNCER: Energía renovable producida por la planta. Esta medición proviene de los sistemas de medida regulados e identifica la disponibilidad renovable local.

($E_{\text{Electrolizador}}$)

Consumo eléctrico del electrolizador registrado mediante submedición certificada: Energía consumida por el electrolizador registrada mediante un medidor interno certificado. Aplica únicamente cuando exista medición segregada que cumpla requisitos metrológicos y de acreditación ONAC.

($E_{\text{Entregada al SIN}}$)

Energía entregada al SIN registrada en la frontera comercial: Energía renovable vertida al Sistema Interconectado Nacional y verificada mediante facturación (AGPE) o liquidaciones del mercado mayorista (AGGE). Constituye la base renovable que respalda el balance.

($E_{\text{Tomada al SIN}}$)

Energía tomada al SIN registrada en la frontera comercial: Energía total importada desde el SIN para atender la demanda eléctrica del proyecto. En ausencia de submedición certificada, este valor se imputa íntegramente al electrolizador.

($E_{\text{Excedente renovable}}$)

Energía renovable producida en sitio que no fue entregada al SIN: Porción de la generación neta que no fue entregada al SIN y que pudo haber abastecido directamente al electrolizador. Se calcula como:

$$E_{\text{Excedente renovable}} = E_{\text{Generación neta}} - E_{\text{Entregada al SIN}} \\ (E_{\text{SIN a Electrolizador}})$$

Energía imputable al SIN para el electrolizador **Energía imputable al SIN para el electrolizador:** Corresponde a la parte del consumo del electrolizador que debe ser respaldada por energía renovable entregada al SIN, según el caso:

- con submedición: $E_{\text{SIN a Electrolizador}} = E_{\text{Electrolizador}} - E_{\text{Excedente renovable}}$
- sin submedición: $E_{\text{SIN a Electrolizador}} = E_{\text{Tomada al SIN}}$

(Δ) – Déficit anual del balance: Brecha cuando la energía imputable al SIN supera la energía FNCER entregada al SIN. La condición de cumplimiento se expresa como:

$$E_{\text{Entregada al SIN}} \geq E_{\text{SIN a Electrolizador}}$$

Si esta condición no se cumple, el proyecto presenta un déficit anual equivalente a:

$$\Delta = E_{\text{SIN a Electrolizador}} - E_{\text{Entregada al SIN}}$$

Roles institucionales y operativos

Asimismo, para la correcta implementación del procedimiento, debe considerarse a las siguientes definiciones, actores y roles. Esta delimitación permite entender bases conceptuales, así como quién mide, quién valida y quién reporta, y evita ambigüedades al momento de acreditar el cumplimiento:

Tabla 9. Definiciones, actores y roles relevantes para el procedimiento de balance de energía.

Rol/Definición	Descripción
Productor/ Operador del proyecto H₂	Consolida datos de fronteras oficiales y, cuando exista, de submedición certificada del electrolizador; ejecuta el cálculo del balance, gestiona atributos ambientales y reporta en sistema de información. Nota. Cuando existan múltiples fronteras o autogeneración remota, el productor debe documentar con claridad la relación entre activos y el encadenamiento de evidencia (diagrama unifilar, códigos de frontera, agente representante), manteniendo la trazabilidad desde la medición hasta el reporte.
AGPE/AGGE:	Autogeneradores a Pequeña/Gran Escala con obligaciones de medición y representación al Comercializador/generador, según corresponda, bajo el Código de Medida y registro de fronteras.
Frontera de Generación	Punto de medición donde se registra la energía entregada al SIN por el autogenerador (excedentes/energía exportada). Se consideran soportes como: ○ AGPE: Factura del comercializador que incluye información mensual de Excedentes Tipo 1, Tipo 2 y Créditos de Energía. ○ AGGE: reportes/liquidaciones mensual.

Rol/Definición	Descripción
Frontera de Comercialización	Punto de medición donde se registra la energía tomada del SIN por el proyecto (consumo). Se consideran soportes del consumo de energía mensual. como: • Factura del comercializador en el caso de AGPE, • Reportes/liquidaciones del AGGE. • Cuando exista medidor interno certificado (instalado exclusivamente aguas abajo del electrolizador), sus registros podrán segregar el consumo imputable a electrólisis, sujeto a: ○ Certificación por OIA acreditado (ONAC), ○ Calibración vigente y evidencia metrológica, ○ Logs con sellos de tiempo, integridad y trazabilidad, ○ Conformidad con el Código de Medida.
Agente representante (comercializador y/o generador).	Administra la relación del autogenerador con el mercado mayorista y provee liquidaciones/reportes oficiales de energía entregada/tomada cuando aplique.
Ministerio de Minas y Energía (MME)	Establece el procedimiento, administra el sistema de información para recepción y validación de reportes, y emite la constancia correspondiente.

Fuentes de información

La verificación del balance energético anual se fundamenta en información proveniente de sistemas de medición regulados y, cuando aplique, de la submedición certificada del electrolizador. Estas fuentes permiten reconstruir, con precisión y trazabilidad, el flujo energético del proyecto durante el año calendario. Dependiendo de la arquitectura de medición del proyecto, el procedimiento y acorde a lo ya mencionado se consideran:

- (i) proyectos con submedición certificada del electrolizador y
- (ii) proyectos sin submedición certificada, que se apoyan exclusivamente en las fronteras oficiales de generación y comercialización.

Caso con submedición del consumo del electrolizador

Cuando el proyecto cuenta con un medidor interno certificado instalado exclusivamente aguas abajo del electrolizador, el balance se sustenta en tres fuentes primarias de información, cuya integración permite reconstruir el flujo energético real del sistema:

($E_{\text{Generación neta}}$)

Generación neta de la planta FNCER: Corresponde a la energía renovable efectivamente producida por la planta durante el año- Debe provenir del sistema de medida regulado y con las certificaciones correspondientes, lo que garantiza coherencia con la infraestructura registrada ante el operador de red.

($E_{\text{Electrolizador}}$)

Consumo eléctrico del electrolizador registrado mediante submedición certificada: Representa la medición del consumo específico del electrolizador. Para ser considerada válida, la submedición debe:

- estar certificada por un Organismo de Inspección Acreditado (ONAC),
- contar con calibración vigente y evidencia metrológica,
- mantener integridad digital mediante sellos de tiempo y trazabilidad verificable.

La disponibilidad de esta medición permite segregar el consumo del electrolizador respecto de otras cargas eléctricas del proyecto.

($E_{Entregada\ al\ SIN}$)

Energía entregada al SIN registrada en la frontera comercial: Corresponde a la energía renovable efectivamente vertida al Sistema Interconectado Nacional durante el año y depende del tipo de autogenerador:

- AGPE: se obtiene de las facturas del comercializador, que reportan Excedentes Tipo 1, Excedentes Tipo 2 y Créditos de Energía.
- AGGE: proviene de liquidaciones o reportes mensuales generados por el agente representante en el mercado mayorista.

Caso sin submedición del consumo del electrolizador

Cuando el proyecto no cuenta con submedición certificada, la verificación del balance se construye únicamente a partir de las fronteras oficiales de generación y de comercialización. En ausencia de medición diferenciada de cargas, el consumo del electrolizador no puede segregarse del resto del consumo interno.

($E_{Entregada\ al\ SIN}$)

Energía entregada al SIN registrada en la frontera comercial: Aplica la misma definición del caso anterior, representa la energía renovable que el proyecto inyectó al SIN durante el año y constituye la referencia renovable disponible para compensar el consumo eléctrico asociado a la producción de hidrógeno.

($E_{Tomada\ al\ SIN}$)

Energía tomada del SIN en la frontera comercial: Es el consumo total del proyecto registrado en la frontera de comercialización durante el año calendario. Se obtiene de:

- AGPE: facturas del comercializador;
- AGGE: liquidaciones del mercado mayorista.

Dado que no existe medición interna que permita distinguir consumos, $E_{Tomada\ al\ SIN}$

se imputa íntegramente al electrolizador para efectos del cálculo del balance. Este enfoque asegura consistencia regulatoria, evita subregistro del consumo imputable y mantiene verificabilidad mediante evidencia oficial. Se sugiere revisar numeral 2.2 para detalles del cálculo.

Consistencia de la información

Independientemente del caso, toda la información utilizada debe cumplir criterios estrictos de calidad:

- Completitud temporal: las series deben cubrir los doce meses del periodo 1 de enero–31 de diciembre.
- Coherencia metrológica: valores mensuales sin discontinuidades y duplicados. Las interrupciones o eventualidades deberán ser reportadas.
- Consistencia topológica: correspondencia entre códigos de frontera, activos declarados, diagrama unifilar y agente representante.

- Trazabilidad verificable: la información debe provenir de sistemas oficiales de medición o, cuando exista submedición, de equipos certificados con documentación metrológica vigente.
- Integridad digital (submedición): logs con sello de tiempo, inmutabilidad comprobable y evidencias de calibración.

Procedimiento de balance energético

El cálculo del balance anual se desarrolla en cuatro pasos secuenciales que reflejan la lógica de medición–asignación–verificación. Cada paso se apoya en evidencia oficial y, cuando aplique, en submedición certificada para aislar el consumo del electrolizador.

Este procedimiento aplica exclusivamente al Evento (2) del artículo 2.2.7.1.2 del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía (modificado por el Decreto 1597 de 2024) y se desarrolla en concordancia con lo dispuesto en el artículo 235 del Plan Nacional de Desarrollo, por tanto, presupone la existencia de inyección (entrega) de energía al SIN susceptible de medición y verificación. Si no existe entrega al SIN, este procedimiento no resulta aplicable.

Paso 1. Consolidación de la información

El primer paso del procedimiento consiste en reunir, organizar y validar la información energética necesaria para el cálculo del balance anual. La consolidación se realiza de manera diferenciada según el escenario operativo en el que se encuentre el proyecto:

- (i) proyectos que cuentan con submedición certificada del electrolizador y
- (ii) proyectos que carecen de submedición certificada y recurren exclusivamente a fronteras oficiales del SIN.

1.1 Caso con submedición certificada del consumo del electrolizador

Cuando el proyecto dispone de un medidor interno certificado instalado exclusivamente aguas abajo del electrolizador, la consolidación debe integrar las tres fuentes de información definidas en la sección anterior: la generación neta de la planta FNCER ($E_{\text{Generación neta}}$), el consumo del electrolizador ($E_{\text{Electrolizador}}$) y la energía entregada al SIN ($E_{\text{Entregada al SIN}}$).

El productor debe reunir las series mensuales de cada una de estas variables, asegurando que cubran la totalidad del año calendario y que reflejen el comportamiento energético real del proyecto.

- Para $E_{\text{Generación neta}}$, se recopilan los registros mensuales provenientes del sistema de medida de la planta FNCER, verificando que correspondan a generación neta y no a potencia bruta.
- Para $E_{\text{Electrolizador}}$, se reúnen los logs del medidor interno del electrolizador, incluyendo sellos de tiempo, valores de energía acumulada y trazabilidad metrológica.
- Para $E_{\text{Entregada al SIN}}$, se incorporan los valores mensuales de energía entregada al SIN según facturas del comercializador (AGPE) o liquidaciones oficiales del mercado mayorista (AGGE).

1.2 Caso sin submedición certificada del consumo del electrolizador

Cuando el proyecto no dispone de un medidor interno certificado para segregarse el consumo del electrolizador, la consolidación considera a las dos fuentes oficiales disponibles: la energía entregada al SIN ($E_{\text{Entregada al SIN}}$) y la energía tomada del SIN ($E_{\text{Tomada al SIN}}$). El productor debe recopilar las series mensuales correspondientes a la frontera de generación y a la frontera de comercialización:

- Para $E_{\text{Entregada al SIN}}$, los valores contenidos en facturas del comercializador (AGPE) o liquidaciones del mercado mayorista (AGGE).

- Para $E_{Tomada\ al\ SIN}$, los valores totales de consumo eléctrico del proyecto registrados en la frontera de comercialización, provenientes igualmente de facturas o liquidaciones oficiales.

En ausencia de submedición, el productor debe reconocer que toda la energía tomada del SIN ($E_{Tomada\ al\ SIN}$) se considera consumo imputable del electrolizador ($E_{Electrolizador}$), conforme a la definición del procedimiento. Este criterio evita subestimación del consumo que debe ser respaldado con energía renovable entregada al SIN y garantiza un cálculo conservador y verificable.

Paso 2. Cálculo del balance energético anual

Una vez consolidada la información correspondiente al año calendario, el productor debe efectuar el cálculo anual del balance energético siguiendo una metodología cuantitativa basada en las variables definidas previamente. El cálculo se estructura en los dos escenarios ya descritos. En ambos casos, el cumplimiento se determina comparando la energía renovable entregada al Sistema Interconectado Nacional ($E_{Entregada\ al\ SIN}$) con la energía imputable al SIN asociada al electrolizador ($E_{SIN\ a\ Electrolizador}$).

2.1 Caso con submedición del consumo del electrolizador

En proyectos que disponen de submedición certificada, el cálculo se basa en la interacción entre la generación neta de la planta FNCER, la energía entregada al SIN y el consumo medido del electrolizador.

1. Determinar **excedente renovable local** ($E_{Excedente\ renovable}$), que corresponde a la diferencia entre la generación neta de la planta ($E_{Generación\ neta}$) y la energía entregada al SIN ($E_{Entregada\ al\ SIN}$). Esta diferencia se expresa como:

$$E_{Excedente\ renovable} = E_{Generación\ neta} - E_{Entregada\ al\ SIN}$$

El valor $E_{Excedente\ renovable}$ representa la energía renovable producida en sitio que no fue entregada al SIN y que, por lo tanto, pudo haber abastecido al electrolizador.

2. **Determinar la energía imputable al SIN para el electrolizador** ($E_{SIN\ a\ Electrolizador}$) comparando el consumo medido del electrolizador ($E_{Electrolizador}$) con el excedente renovable local ($E_{Excedente\ renovable}$). La energía imputable se calcula mediante:

$$E_{SIN\ a\ Electrolizador} = E_{Electrolizador} - E_{Excedente\ renovable}$$

El valor $E_{SIN\ a\ Electrolizador}$ representa exclusivamente la fracción del consumo del electrolizador que no pudo ser cubierta por excedentes renovables locales y que, por tanto, corresponde a energía tomada del SIN.

3. **Calcular balance energético anual** comparando la energía entregada al SIN ($E_{Entregada\ al\ SIN}$) con la energía imputable al electrolizador ($E_{SIN\ a\ Electrolizador}$). La condición de cumplimiento se expresa como:

$$E_{Entregada\ al\ SIN} \geq E_{SIN\ a\ Electrolizador}$$

Si esta condición no se cumple, el proyecto presenta un déficit anual equivalente a:

$$\Delta = E_{SIN\ a\ Electrolizador} - E_{Entregada\ al\ SIN}$$

2.2 Caso sin submedición del consumo del electrolizador

En los proyectos que no cuentan con submedición certificada, el balance considera la totalidad de la energía tomada del SIN registrada en la frontera de comercialización. En este escenario, el cálculo se simplifica y se basa exclusivamente en las fronteras oficiales.

1. **Determinar la energía imputable al electrolizador** ($E_{SIN\ a\ Electrolizador}$) corresponde a la energía tomada del SIN durante el año ($E_{Tomada\ al\ SIN}$), de modo que:

$$E_{SIN\ a\ Electrolizador} = E_{Tomada\ al\ SIN}$$

Una vez determinado el valor imputable, el productor debe contrastarlo con la energía FNCER entregada al SIN ($E_{Entregada\ al\ SIN}$). El balance energético anual se considera cumplido cuando:

$$E_{Entregada\ al\ SIN} \geq E_{SIN\ a\ Electrolizador}$$

Si esta condición no se cumple, el proyecto presenta un déficit anual equivalente a:

$$\Delta = E_{SIN\ a\ Electrolizador} - E_{Entregada\ al\ SIN}$$

2.3 Documentar el resultado

Para cualquiera de los escenarios, el productor debe reportar el resultado del balance anual indicando si el proyecto cumple o no cumple con el balance exigido del Evento (2) prevista en el artículo 235 de el Plan Nacional de Desarrollo (Ley 2294 de 2023) y en el artículo 2.2.7.1.2 del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía (modificado por el Decreto 1597 de 2024), e incorporando la evidencia de soporte utilizada para el cálculo, sin perjuicio de las verificaciones adicionales que correspondan ante las autoridades competentes para otros efectos (ej. Incentivos tributarios).

Paso 3. Diligenciamiento del Formato Oficial de Balance Energético

Una vez calculado el balance energético anual conforme al Paso 2, el productor debe diligenciar el Formato Oficial de Balance de Energía FNCER para Proyectos de Hidrógeno Verde, el cual constituye el instrumento único para la presentación, validación y archivo del balance ante el MME. Este formato consolida la información técnica mínima requerida y permite que el sistema de información realice validaciones automáticas. El productor debe completar cada una de las secciones del formato de acuerdo con la estructura establecida, incorporando los resultados del cálculo efectuado en el Paso 2 y anexando la evidencia correspondiente. En el Anexo: 260210_PCOGIZ25045_FormatoBalanceEnergiaAnual se presenta un formato con el siguiente contenido sugerido:

a) Información general y datos del proyecto

El productor debe ingresar la información legal del titular del proyecto (Razón Social, NIT, Sector, Contacto), así como la identificación del proyecto, su ubicación geográfica, la fecha de entrada en operación y la capacidad instalada de autogeneración FNCER y la producción de hidrógeno anual (toneladas/año). Esta sección permite asociar el balance energético a un proyecto específico y verificar que las capacidades reportadas sean coherentes con los valores energéticos declarados.

b) Selección del método de balance energético

El productor debe seleccionar en el formato la opción de balance que corresponde a la configuración del proyecto:

Opción A – Balance por Fronteras Comerciales, cuando el cálculo se realiza exclusivamente con $E_{Entregada\ al\ SIN}$ y $E_{Tomada\ al\ SIN}$.

Opción B – Balance con Contador Imputable, cuando se dispone de submedición certificada del electrolizador y se utilizan las variables $E_{Generación\ neta}$, $E_{Electrolizador}$, $E_{Entregada\ al\ SIN}$, $E_{Excedente\ renovable}$ y $E_{SIN\ a\ Electrolizador}$.

El formato habilitará automáticamente las secciones correspondientes según la opción seleccionada.

c) Registro de series mensuales y del cálculo anual

El productor debe registrar en el formato las series mensuales de energía entregada y tomada del SIN, así como, cuando aplique, la generación neta FNCER y el consumo medido del electrolizador. El formato contiene secciones diferenciadas para ambas opciones:

Opción A (Balance FC): Mes a mes se registran los valores de Energía entregada al SIN ($E_{Entregada\ al\ SIN}$) y Energía tomada del SIN ($E_{Tomada\ al\ SIN}$). El formato calcula automáticamente el balance mensual y anual.

Opción B (Balance CI): Se diligencian los valores mensuales de Generación Neta de la Planta de FNCER ($E_{Generación\ neta}$), Energía entregada al SIN ($E_{Entregada\ al\ SIN}$), Energía tomada del SIN ($E_{Tomada\ al\ SIN}$), Consumo del electrolizador ($E_{Electrolizador}$) y la energía tomada del SIN imputable al electrolizador ($E_{SIN\ a\ Electrolizador}$). El formato reproduce automáticamente el cálculo del balance anual.

Las celdas de cálculo integradas en el formato permiten verificar que las sumas anuales coincidan con los resultados obtenidos en el Paso 2, garantizando consistencia entre la evidencia del productor y la validación automatizada del MME.

d) Soporte documental y trazabilidad energética

En la sección “Documentos Adjuntos”, el productor debe relacionar de manera ordenada los documentos que soportan los valores reportados. Cada archivo debe ser asociado al dato que respalda (por ejemplo: “Factura de comercialización – Energía tomada del SIN ($E_{Tomada\ al\ SIN}$), mes de julio”). Entre los soportes mínimos se encuentran:

- facturas del comercializador o liquidaciones del ASIC correspondientes a las fronteras de generación y comercialización,
- logs del medidor interno del electrolizador (cuando aplique),
- certificados de calibración o verificaciones metrológicas vigentes del medidor interno,
- cualquier evidencia adicional que demuestre trazabilidad energética del año reportado.

e) Radicación del formato y validación por parte del MME

Una vez diligenciado y verificado internamente, el formato debe ser radicado en la plataforma oficial de información dentro del plazo establecido en la resolución que adopte este procedimiento. El MME emitirá un radicado a del balance energético, que constituye la evidencia formal del resultado del balance anual, sin perjuicio de verificaciones posteriores para otros fines regulatorios o tributarios.

Alcance tributario. El Reporte de Balance Anual constituye soporte técnico para la verificación del Evento (2) ante el MME, pero no sustituye los trámites, certificaciones o requisitos que correspondan para el acceso a incentivos tributarios u otros beneficios, los cuales se rigen por sus procedimientos y autoridades competentes.

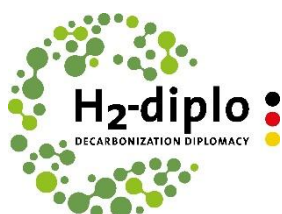
Periodo de análisis y evaluación. Se sugiere que el Ministerio de Minas y Energía establezca un periodo de análisis y evaluación posterior a las primeras rondas de radicación del Reporte de Balance Anual por parte de los proyectos. Este periodo permitirá consolidar y revisar los resultados obtenidos, identificar patrones operativos, evaluar la calidad de la información reportada y recoger aprendizajes derivados de la aplicación inicial del procedimiento, en especial considerando que constituye un esquema piloto de implementación.

A partir de dicha evaluación, el Ministerio podrá definir próximos pasos regulatorios, operativos y tecnológicos que correspondan, incluyendo posibles ajustes al procedimiento, fortalecimiento de la infraestructura de medición, lineamientos adicionales para la verificación, o implicaciones al incumplimiento del balance de energía anual.

07. Bibliografía

- Canada Revenue Agency. (2025). *Clean Hydrogen Investment Tax Credit (ITC)*. Obtenido de <https://www.canada.ca/en/revenue-agency/services/tax/businesses/topics/corporations/business-tax-credits/clean-economy-itc/clean-hydrogen-itc/claiming-credit-ch-itc/calculate.html>
- CMS. (Noviembre de 2024). *Ley, reglamentación y estrategia del hidrógeno en Brasil*. Obtenido de <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-hydrogen/brazil>
- Comisión Europea. (2018). *Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources*. Obtenido de https://eur-lex.europa.eu.translate.google/eli/dir/2018/2001/oj/eng?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=tc
- Comisión Europea. (2019). *REGLAMENTO (UE) 2019/943 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO*. Obtenido de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019R0943>
- Comisión Europea. (2019). *REGLAMENTO (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo relativo al mercado interior de la electricidad*. Obtenido de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019R0943>
- Comisión Europea. (2023). *REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2023/1184 DE LA COMISIÓN*. Obtenido de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:32023R1184>
- Comisión Europea. (2024). *Q&A implementation of hydrogen delegated acts*.
- Comisión Europea. (s.f.). *Renewable hydrogen*. Obtenido de https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen/renewable-hydrogen_en
- CREG. (1999). *Documento CREG-053. Generaciones de seguridad y restricciones de transmisión*.
- CREG. (2001). *RESOLUCIÓN 99 DE 2001*. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0099_2001.htm
- CREG. (2013). *Providencia del Consejo de Estado, Sección Primera, expediente 1185 de 2013*. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/25000-23-24-000-2001-01185-01_20130620.htm
- Department of Energy Security and Net Zero. (2023). *UK Low Carbon Hydrogen*. Obtenido de <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6584407fed3c3400133bfd47/uk-low-carbon-hydrogen-standard-v3-december-2023.pdf>
- Holland & Knight. (Enero de 2025). *Treasury Department, IRS Release Section 45V Clean Hydrogen PTC Final Regulations*. Obtenido de <https://www.hklaw.com/en/insights/publications/2025/01/treasury-department-irs-release-section-45v-clean-hydrogen-ptc>

- ISA INTERCOLOMBIA. (2025). *Mapa red en operación*. Obtenido de <https://www.isaintercolumbia.com/mapa-red-en-operacion/>
- KEEI. (2024). *Korea's Clean hydrogen certification scheme*.
- METI. (2024). *Japan's Hydrogen Policies*.
- Ministerio de Minas y Energías de Colombia. (2021). *Decreto 099 de 2021*.
- UPME. (2024). Sistema Interconectado Nacional.
- XM. (2025). *Precio de bolsa y escasez*. Obtenido de <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/precio-de-bolsa-y-escasez>



Supported by:



Federal Foreign Office

on the basis of a decision
by the German Bundestag



INTERNATIONAL
CLIMATE
INITIATIVE

Implemented by

