

# ANÁLISIS DE CAPACIDAD DE RED ELÉCTRICA PARA INCORPORAR ELECTROLIZADORES AL SIN

Visión 2035

Como empresa de propiedad federal, la GIZ apoya al gobierno alemán en la construcción de sus objetivos en el ámbito de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

**Publicado por**

Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

**Oficinas Registradas**

Bonn and Eschborn, Germany  
Friedrich-Ebert-Alle 32 + 36 53113 Bonn, Deutschland  
T + 49 228 44 60-0  
F + 49 228 44-17 66  
Dag.Hammarskjöld – Weg 1-5 65760 Eschborn, Deutschland T +49 61 96 79-0  
F + 49 61 96 79-11 15  
E [info@giz.de](mailto:info@giz.de) | [www.giz.de](http://www.giz.de)

**Reporte por**

Hidrógeno Colombia  
XM  
Power & Energy  
GIZ GmbH

**Autores**

Andrei Romero, Power & Energy

**Revisores**

Patricia Dávila, GIZ GmbH  
Mónica Gasca, Hidrógeno Colombia  
Juan Giraldo, Hidrógeno Colombia

El Programa Internacional de Fomento del Hidrógeno (H2Uppp) del Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima (BMWK) DE Alemania, promueve el desarrollo del mercado del hidrógeno verde en determinados países en desarrollo y emergentes como parte de su Estrategia Nacional de Hidrógeno.

La ejecución del proyecto H2Uppp se encuentra a cargo de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en nombre del Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima (BMWK).

Bogotá D.C, julio 2024

## Contenido

<b>1</b>	<b>Tablas</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Figuras</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Introducción</b>	<b>6</b>
<b>4</b>	<b>Objetivo</b>	<b>6</b>
<b>5</b>	<b>Contexto Nacional</b>	<b>6</b>
<b>6</b>	<b>Metodología</b>	<b>9</b>
<b>6.1</b>	<b>La oferta de electricidad</b>	<b>10</b>
<b>6.2</b>	<b>La demanda de electricidad</b>	<b>13</b>
<b>6.3</b>	<b>La red eléctrica</b>	<b>16</b>
<b>6.4</b>	<b>Acerca de las zonas de interés para producción de hidrógeno</b>	<b>16</b>
<b>6.5</b>	<b>Principios metodológicos del análisis</b>	<b>16</b>
<b>7</b>	<b>Resultados de iniciativa de electrolizadores en Colombia</b>	<b>20</b>
<b>7.1</b>	<b>HUB La Guajira</b>	<b>20</b>
<b>7.2</b>	<b>HUB Atlántico</b>	<b>21</b>
<b>7.3</b>	<b>HUB Bolívar</b>	<b>22</b>
<b>7.4</b>	<b>HUB Valle del Cauca</b>	<b>23</b>
<b>7.5</b>	<b>HUB Antioquia</b>	<b>24</b>
<b>7.6</b>	<b>HUB Bogotá</b>	<b>25</b>
<b>8</b>	<b>Resultados iniciativas en cooperación con demanda industrial</b>	<b>26</b>
<b>8.1</b>	<b>HUB La Guajira</b>	<b>27</b>
<b>8.2</b>	<b>HUB Atlántico</b>	<b>27</b>
<b>8.3</b>	<b>HUB Bolívar</b>	<b>28</b>
<b>8.4</b>	<b>HUB Valle del Cauca</b>	<b>29</b>
<b>8.5</b>	<b>HUB Antioquia</b>	<b>30</b>
<b>8.6</b>	<b>HUB Bogotá</b>	<b>31</b>
<b>9</b>	<b>Consideraciones importantes para la iniciativa de electrolizadores</b>	<b>32</b>
	<b>Conclusiones</b>	<b>34</b>
	<b>Referencias</b>	<b>35</b>

## 1 Tablas

Tabla 1 Ubicación y demandas eléctricas de los hubs de producción de H2.....	8
Tabla 2 Ubicación y demandas de los hubs de producción de H2.....	8
Tabla 3 Balance de proyectos con garantía aprobada por el ASIC a finales de febrero de 2024 .....	11

## 2 Figuras

Figura 1 Escenarios y me de despliegue de producción de H2 en MW al 2035 .....	7
Figura 2 Ubicación de los hubs en análisis.....	9
Figura 3 Ubicación de los proyectos asignados en la subasta de cargo por confiabilidad de febrero de 2024.....	10
Figura 4 Variación de la composición de la matriz de generación eléctrica en Colombia para 2027 .....	11
Figura 5 Evolución de la capacidad instalada de generación eléctrica en el escenario de Inflexión .....	14
Figura 6 Participación de Hidrógeno + FNCER por escenario (%) .....	15
Figura 7 Pronóstico de crecimiento potencia eléctrica SIN .....	15
Figura 8 Esquema básico metodología de análisis de red .....	17
Figura 9 Disponibilidad capacidad de generación .....	18
Figura 10 Ejemplo límites semáforo para cargabilidad estado estable .....	18
Figura 11 Ejemplo límites semáforo para cargabilidad estado de emergencia .....	19
Figura 12 Metodología de análisis implementada.....	19
Figura 13 Resultados destacados para el HUB de Guajira .....	21
Figura 14 Resultados obtenidos para el HUB de Atlántico .....	22
Figura 15 Resultados obtenidos para el HUB de Bolívar .....	23
Figura 16 Resultados obtenidos para el HUB de Valle del Cauca .....	24
Figura 17 Resultados obtenidos para el HUB de Antioquia .....	25
Figura 18 Resultados obtenidos para el HUB de Bogotá .....	26
Figura 19 Resultados obtenidos para el HUB de Guajira .....	27

Figura 20 Resultados obtenidos para el HUB de Atlántico .....	28
Figura 21 Resultados obtenidos para el HUB de Bolívar .....	29
Figura 22 Resultados obtenidos para el HUB de Valle del Cauca .....	30
Figura 23 Resultados obtenidos para el HUB de Antioquia .....	31
Figura 24 Resultados obtenidos para el HUB de Bogotá .....	32

### 3 Introducción

En el contexto de la transición energética que se está llevando a cabo en Colombia, el hidrógeno verde emerge como una alternativa crucial para consolidar las fuentes renovables y convertirse en una fuente de exportación o de acumulación de energía. Aunque tanto la energía eléctrica como el hidrógeno pueden producirse en cualquier parte del territorio nacional, existen puntos estratégicos que se destacan como óptimos para su generación. Un estudio realizado por el International PtX Hub (International PtX Hub, 2024) señala cinco regiones en Colombia con condiciones ventajosas para la producción de este vector energético.

Estas regiones no solo tienen el potencial para generar energía a partir de fuentes como la solar fotovoltaica y la eólica, sino que también cuentan con recursos adicionales como la biomasa. Además de su ubicación estratégica, estas regiones se convierten en zonas clave para la producción y exportación de recursos, entre ellos el hidrógeno, y para comprender mejor la viabilidad desde la perspectiva eléctrica para estos “hubs”, es relevante analizar la capacidad final disponible para la instalación de electrolizadores que produzcan hidrógeno en las cantidades propicias para convertir a Colombia en un agente de cambio relevante con respecto al despliegue de una estrategia sólida de producción de hidrógeno.

Así, en este documento se presentan los antecedentes, los supuestos, la metodología, los análisis y los resultados acerca del análisis de redes de transmisión del Sistema Interconectado Nacional - SIN para conectar nuevas cargas de electrolizadores para producción de hidrógeno. El enfoque inicia definiendo un horizonte temporal a 2035 para determinar si el SIN cuenta con las capacidades de red necesarias para alimentar estas nuevas usinas de la electricidad en los tamaños y ubicaciones en los que se consideran de mayor potencial e impacto para el país, así como la evolución hacia la recomendación de mejoras estructurales en el SIN con el fin de permitir desplegar la estrategia de producción de Hidrógeno que es alcanzable para el país en los próximos 10 años y de esta manera se obtendrá un panorama más claro sobre los recursos mínimos para tal despliegue.

En segunda medida, se analiza la posibilidad de desplegar iniciativas de producción de hidrógeno a escala “individual”, con el desarrollo de plantas de producción de tamaño industrial en doce centros industrializados del país.

Finalmente, se identifican las principales conclusiones que denotan señales para adaptar e invertir en el Sistema Interconectado Nacional de cara a potenciar y habilitar a Colombia como un centro de producción de H<sub>2</sub> competitivo y sostenible.

### 4 Objetivo

Evaluar la capacidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para desplegar la estrategia de hidrógeno, equivalente a la conexión de 2500 MW en forma de nueva demanda eléctrica de electrolizadores para el año 2035.

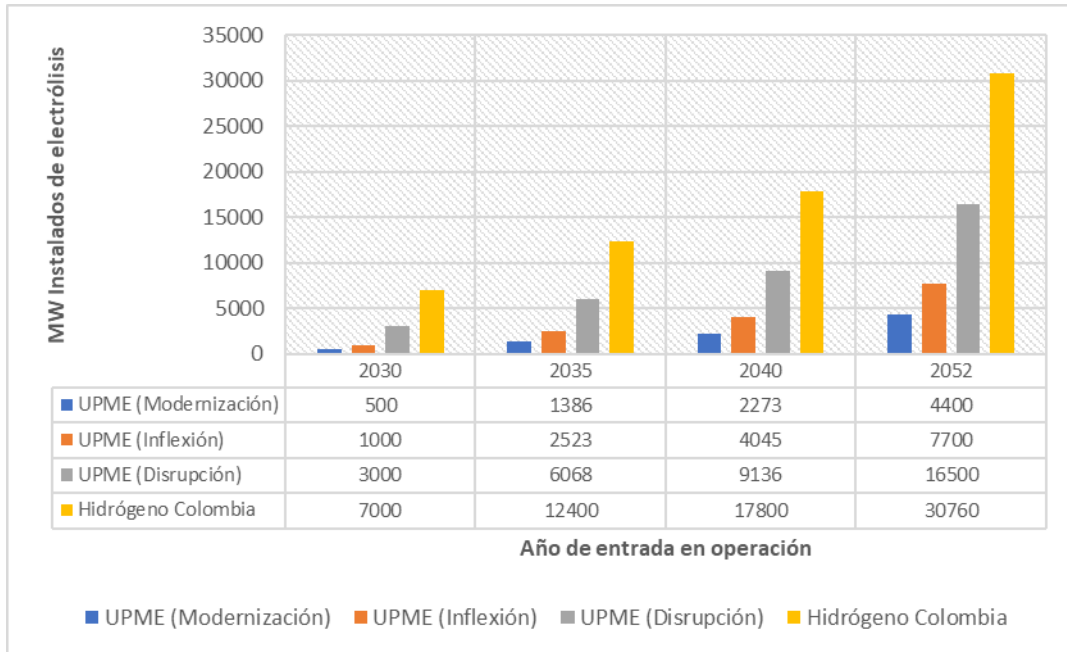
En específico, se analiza la viabilidad eléctrica en seis (6) zonas estratégicas (Hubs) de Colombia: Atlántico, Bolívar, Guajira, Bogotá, Antioquia y Valle del Cauca. Además, se analizarán iniciativas en cooperación con demanda industrial en doce (12) zonas de alto asentamiento e impacto industrial con interés en el despliegue de producción local de H<sub>2</sub>.

### 5 Contexto Nacional

De acuerdo con el Plan de Desarrollo de la UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME, 2023), se estiman cuatro escenarios clave para el desarrollo energético del país, y en ellos se encuentra incluida la prospectiva de despliegue de capacidad para producir H<sub>2</sub>. Los cuatro escenarios conforman apuestas diferentes para abordar con metas significativamente distintas en cuanto a nuevos consumos que oscilan entre los 4.400 y los 16.500 MW de demanda en potencia para electrolizadores dedicados a la producción de H<sub>2</sub> a 2052 (Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME, 2023). En paralelo, las estimaciones de Hidrógeno Colombia rondan los 30.760 MW en línea con el aprovechamiento máximo de la oportunidad para Colombia de ser un referente en exportación de H<sub>2</sub>.

Al analizar los datos de este escenario, y definiendo una mirada de largo plazo viable, se encuentra que el escenario que mejor representa una capacidad instalada plausible para el país, es el escenario de Inflexión de la UPME que si bien se estima es 7.700 MW de potencia instalada a 2052 para producción de H2 (Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME, 2023), al 2035 se estima que se puedan alcanzar alrededor de 2500 MW de nueva demanda instalada para impulsar el vector de generación de Hidrógeno (ver ).

**Figura 1 Escenarios y me de despliegue de producción de H2 en MW al 2035**



**Fuente: Elaboración propia con datos UPME**

Esta nueva demanda o consumo eléctrico se distribuye a lo largo y ancho del país, considerando los potenciales focos de desarrollo de la costa Caribe, Valle del Cauca y Bogotá identificados en (International PtX Hub, 2024), más el centro de interés de Antioquia, y conformar así cuatro Hubs de producción de H2 divididos en 6 áreas en los cuales se instalarán los proyectos a gran escala que viabilizarán el despliegue de la iniciativa de H2 en el país.

Cada Hub cuenta con dos atributos (demanda concentrada y tamaño por proyecto) de tal forma que para conformar el hub, se requiere de una combinación de proyectos de producción de H2 que al agregarse se consolida la capacidad total del hub, pero que permite a su vez descentralizar los desarrollos de producción en etapas todas de mediana y/o gran escala<sup>1</sup>.

De esta forma los grandes hubs son: Atlántico, Bolívar, Guajira que conforman el Hub Caribe Norte, Bogotá, Antioquia y Valle del Cauca para el año 2035, y a continuación, se presenta la ubicación y potencia total y desagregada en MW de cada uno de ellos (ver Tabla 1 y Figura 2):

<sup>1</sup> El equipo de expertos, conformado por los miembros de la Asociación Hidrógeno Colombia facilitó la mejor interpretación posible de los bloques de demanda representativos para cada uno de los Hubs en función de su potencial agregado como desagregado.

**Tabla 1 Ubicación y demandas eléctricas de los hubs de producción de H2**

Área	Demanda total	Demanda desagregada
Caribe norte: corresponde a las áreas geográficas comprendidas por Atlántico, Bolívar y Guajira	- 1000 MW Guajira - 400 MW Atlántico - 400 MW Bolívar	- Proyectos de 200 MW en Guajira - Proyectos de 50 MW en Atlántico y Bolívar.
Centro (Bogotá y alrededores cercanos)	150 MW	Proyectos de 30 MW
Valle de Aburrá (Medellín y alrededores cercanos)	150 MW	Proyectos de 30 MW
Valle del Cauca: corresponde a las áreas geográficas comprendidas por Cali, Yumbo, Palmira y Puerto de Buenaventura.	400 MW	Proyectos de 50 MW para las 4 locaciones

Fuente. Elaboración propia con información H2 Colombia

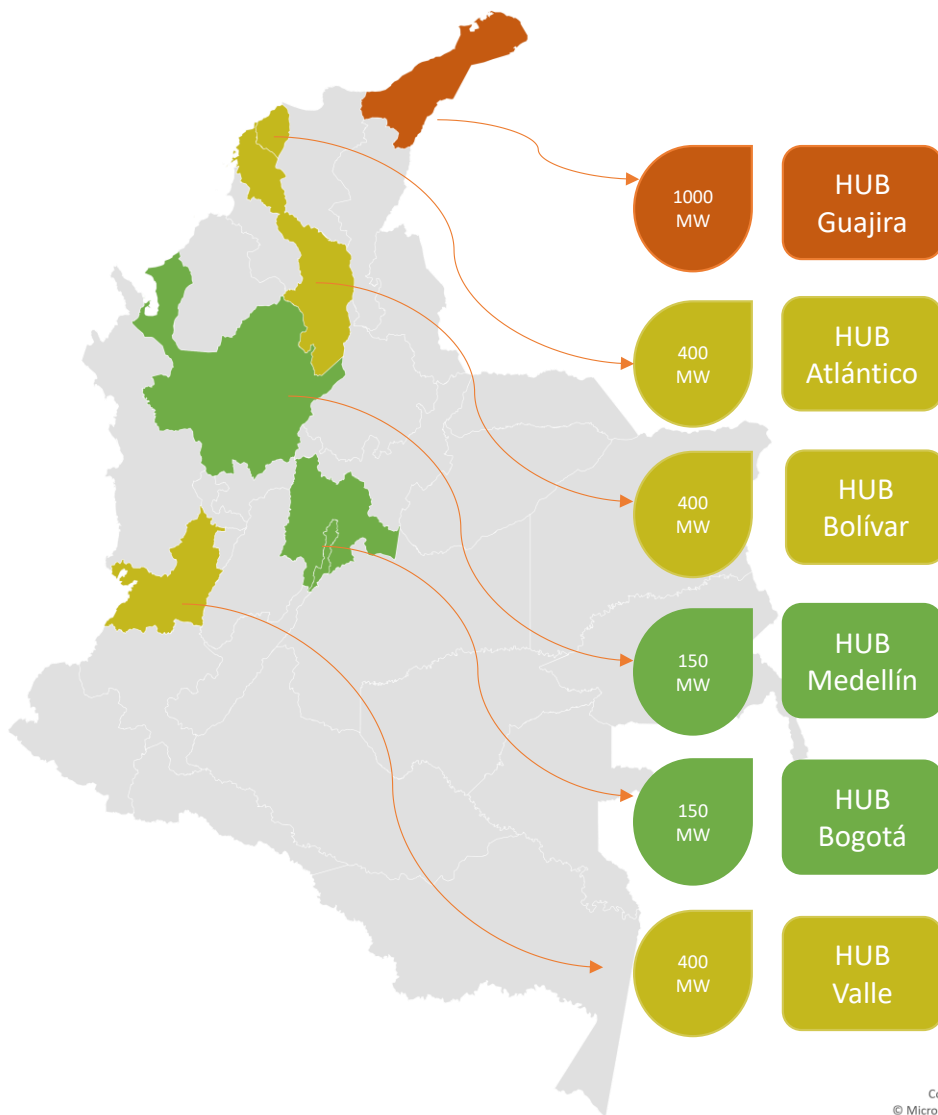
Por otro lado, para iniciativas en cooperación con demanda industrial, el análisis se caracteriza por el uso de electrolizadores con capacidad de 10MW en dos zonas de industrialización en cada subárea de análisis. Las capacidades y ubicaciones fueron las más votadas en las encuestas internas de la Asociación Hidrógeno Colombia.

**Tabla 2 Ubicación y demandas de los hubs de producción de H2**

Área	Zonas de industrialización
Guajira	Cercanías de Puerto Brisa y Cerrejón
Atlántico	Cercanías de Zona Franca Barraquilla y Juan Mina
Bolívar	Cercanías de Zona Franca Mamonal y Puerto Bahía
Valle del Cauca	Cercanías de Puerto de Buenaventura y Yumbo
Centro (Bogotá y alrededores cercanos)	Cercanías de Zona Franca Cota y Aeropuerto El Dorado
Valle de Aburrá (Medellín y alrededores cercanos)	Cercanías de Zona Franca Rionegro y Zona Franca Urabá



Figura 2 Ubicación de los hubs en análisis



Fuente. Elaboración propia

## 6 Metodología

Todo análisis eléctrico cuenta con tres insumos principales: i) Del lado de la demanda se tienen los consumos actuales pronosticados para el horizonte de interés, ii) al igual que del lado de la oferta en donde se consideran los proyectos de generación a la fecha, los nuevos compromisos de generación firme para el mediano y largo plazo, las nuevas iniciativas de generación con asignación de capacidad ante UPME y con garantía ante XM, entre otros, y iii) finalmente la infraestructura de red que viabiliza que la energía llegue a los centros de consumo desde donde se ubique la generación.

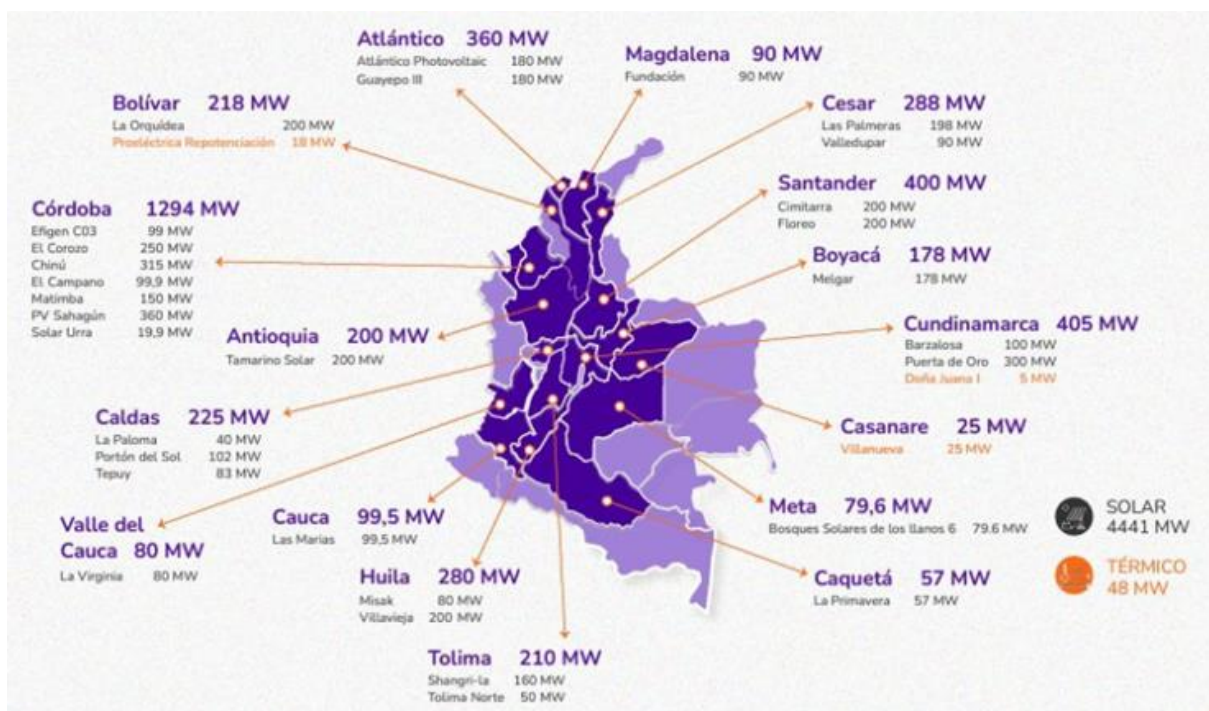
Así, el análisis eléctrico realizado que se condensa en este informe contiene tres enfoques principales: escenarios probables de generación para conformar las hipótesis de oferta, la capacidad de red para condición de operación normal y fortaleza de la red ante la falla de uno de sus elementos. Entonces, para obtener estimaciones de capacidad de

conexión más precisas para cada hub evaluado, es crucial establecer una adecuada información de entrada y conformar un análisis probabilístico cuyo valor esperado representa la senda más probable de ocurrencia en cada uno de los siguientes aspectos.

### 6.1 La oferta de electricidad

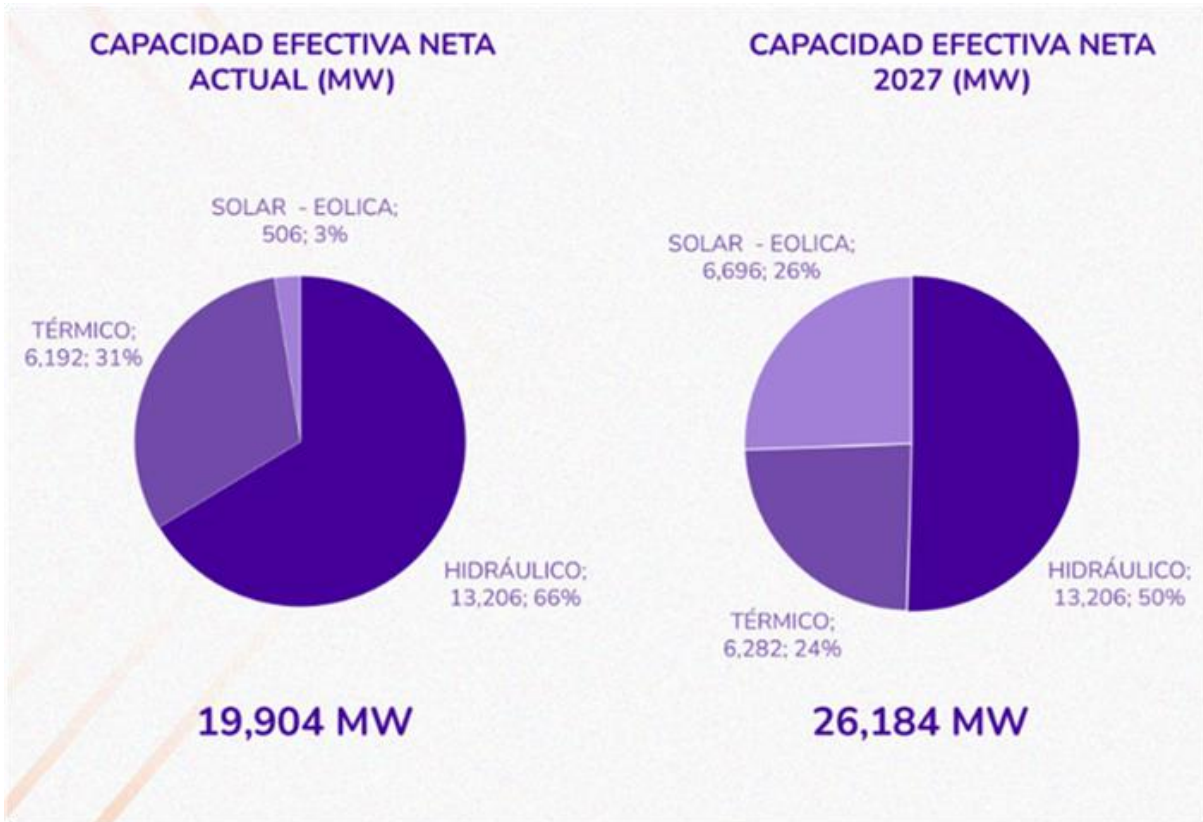
En la actualidad se encuentra que la capacidad de generación ya instalada en el SIN ronda los 19,9 GW de potencia nominal, a los que se suman las recientes asignaciones de capacidad de la subasta de cargo por confiabilidad como por ejemplo los 4489 MW en febrero de 2024, de los cuales 48 MW son térmicos y el restante es solar fotovoltaico (ver Figura 3). Esta reciente asignación modifica las proporciones ostensiblemente para los años 2027 y 2028 como se muestra en la Figura 4, de donde se destaca que la generación fotovoltaica pasa de un 3% a un 26% (XM, 2024).

Figura 3 Ubicación de los proyectos asignados en la subasta de cargo por confiabilidad de febrero de 2024



Fuente: XM

Figura 4 Variación de la composición de la matriz de generación eléctrica en Colombia para 2027



Fuente: XM

Paralelamente, existe la nueva oferta futura representada en las plantas con asignaciones de capacidad derivadas de la resolución CREG 075 de 2021, en donde los proyectos que han aceptado el compromiso de poner en funcionamiento la capacidad asignada por la UPME en la fecha autorizada (FPO<sup>2</sup>) confirman su voluntad mediante el mecanismo compromisorio de garantía que debe aprobar el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC, el cual le otorga un grado adicional de firmeza a la conexión del proyecto pero desafortunadamente no asegura la puesta en operación comercial del mismo en el momento autorizado.

Con respecto a estas asignaciones de capacidad de la UPME, el balance de proyectos con garantía aprobada por el ASIC a finales de febrero de 2024 es el siguiente:

Tabla 3 Balance de proyectos con garantía aprobada por el ASIC a finales de febrero de 2024

Ítem	Elemento	Posee Garantía	Obligación de energía
1	PCH TZ II	Si	No
2	Windpeshi	Si	Si
3	Guajira I	Si	No
4	WESP01 (Wayuu)	Si	No
5	Atlántico solar 2 Polo Nuevo	Si	No
6	El Paso	Si	Si
7	Atlántico Solar I Baranoa	Si	No
8	Latam Solar La Loma	Si	Si

<sup>2</sup> Fecha de Puesta en Operación - FPO

Ítem	Elemento	Posee Garantía	Obligación de energía
9	Bosques Solares de Bolívar 500	Si	No
10	Parque Solar Portón del Sol	Si	No
11	Cogenerador INCAUCA	Si	No
12	Tepuy	Si	Si
13	Parque Solar Fotovoltaico Baranoa	Si	No
14	Parque Solar La Unión	Si	Si
15	La Mata	Si	Si
16	Zambrano II	Si	No
17	Guayepo	Si	Si
18	Bosques Solares de Bolívar 503	Si	No
19	Bosques Solares de Bolívar 504	Si	No
20	Caracolí I	Si	Si
21	Pétalo del Córdoba II	Si	No
22	Caimán Cienaguero	Si	No
23	PV Fundación 99.9 MW	Si	Si
24	Alejandría	Si	No
25	Solar Bugalagrande (Antes Andalucía)	Si	No
26	Termocaribe 3 (Primera Etapa)	Si	Si
27	Ituango (Segunda Etapa)	Si	No
28	Ituango (Segunda Etapa)	Si	No
29	Ituango (Segunda Etapa)	Si	No
30	Ituango (Segunda Etapa)	Si	No
31	Parque Fotovoltaico Dinamarca 9.9 MW	Si	No
32	Fotovoltaico Versalles 9.9 MW	Si	No
33	Parque Solar Arenal	Si	No
34	Bosques Solares de Bolívar 501	Si	No
35	Bosques Solares de Bolívar 502	Si	No
36	Planeta Rica	Si	No
37	La Mena	Si	No
38	PCH Santa Inés	Si	No
39	Parque Fotovoltaico Sunnorte	Si	Si
40	Numbana	Si	No
41	El Guamo	Si	No
42	Autogeneración Malambo Solar	Si	No
43	Honda Solar 1	Si	No
44	Apulo Solar I	Si	No
45	Buenavista	Si	No

Ítem	Elemento	Posee Garantía	Obligación de energía
46	Sándalo II	Si	No
47	Centro Solar	Si	No
48	Honda Solar 2	Si	No
49	Parque Solar Cóndor	Si	No
50	Proyecto Solar Jeques	Si	No
51	La Martina	Si	No
52	Sol y Cielo I	Si	No
53	Autogenerador Solar Guachal 1	Si	No
54	San Isidro 19.09 MW	Si	No
55	Autogenerador CELSIA Solar Cenit Copey	Si	No
56	PCH Alejandría II	Si	No

Fuente: Elaboración propia con información de XM

Estas iniciativas de generación, para incorporarlas en el modelo de despacho y en el modelo eléctrico, se depuran en función de criterios como los siguientes para tener en cuenta efectos del avance de construcción, si el proyecto cuenta con algún condicionamiento para su entrada en operación, o simplemente la firmeza de la tecnologías, entendida como la porción de energía media que entrega el proyecto en un periodo de tiempo con respecto a la energía máxima si operara a máxima capacidad en el mismo intervalo de tiempo.

- Proyectos con Garantía aprobada por el ASIC
- Proyectos con OEF<sup>3</sup>
- Proyectos con algún tipo de obligación de generación, ya sea ambiental, de seguridad del sistema, entre otras.
- Proyectos con porcentaje de avance o cumplimiento que rechaza la hipótesis de abandono de su construcción
- Proyectos que están o no supeditados a obras de expansión del STN o del STR

## 6.2 La demanda de electricidad

La estrategia de despliegue de Hidrógeno como un nuevo consumidor de energía eléctrica nace desde la propia estructura que recoge la evolución esperada de mediano y largo plazo de los energéticos diversos como fuentes de suministros, más todos los usos identificados. Es decir, en donde se conjugan en un balance la oferta y la demanda, que es el Plan Energético Nacional - PEN que publica la UPME, cuya versión oficial más reciente es la 2022-2052 (Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME, 2023).

En cuanto al hidrógeno, el PEN enuncia los siguientes hitos relevantes para el escenario de inflexión que es el que los miembros de la Asociación Hidrógeno Colombia valoran como el de mayor probabilidad de ocurrencia (Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME, 2023):

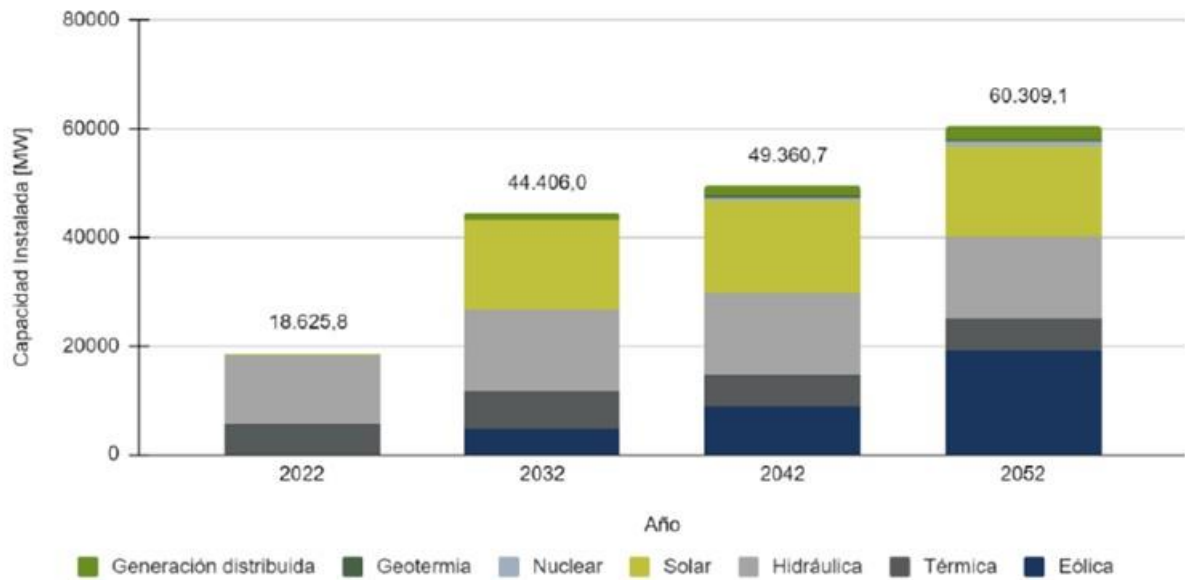
1. "En cuanto a la generación de hidrógeno verde, se planea un despliegue rápido de capacidad instalada utilizando electrolizadores PEM. Se prevé un bloque inicial de 900 MW en electrolizadores para el año 2027, con un crecimiento gradual hasta alcanzar la meta establecida para 2030 de 1 GW en electrolizadores. Hacia el año 2052, se espera contar con un total de 7,7 GW de electrolizadores instalados. Para respaldar esta

<sup>3</sup> Ofertas de Energía Firme - OEF

- capacidad, se requerirá una capacidad de generación solar de hasta 28 GW y una capacidad de generación eólica costa adentro de 5 GW." (Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME, 2023)
2. Para el año 2035 aun no estará en servicio el primer bloque de energía nuclear de 300 MW, para el que habrá que esperar hasta 2038.
  3. Se espera una importante penetración de la industria eólica costa afuera.
  4. Se introduce la participación del hidrógeno como combustible para movilidad de carga, movilidad masiva y particular.

Del primer hito se puede estimar que para 2035, la capacidad instalada de electricidad para electrolizadores superará levemente los 2500 MW, mientras que, del análisis integral del escenario de inflexión de la UPME, la propia entidad destaca que la capacidad de generación en el 2052 crecerá 3,1 veces con predominancia de capacidad solar y eólica como se aprecia en la siguiente figura:

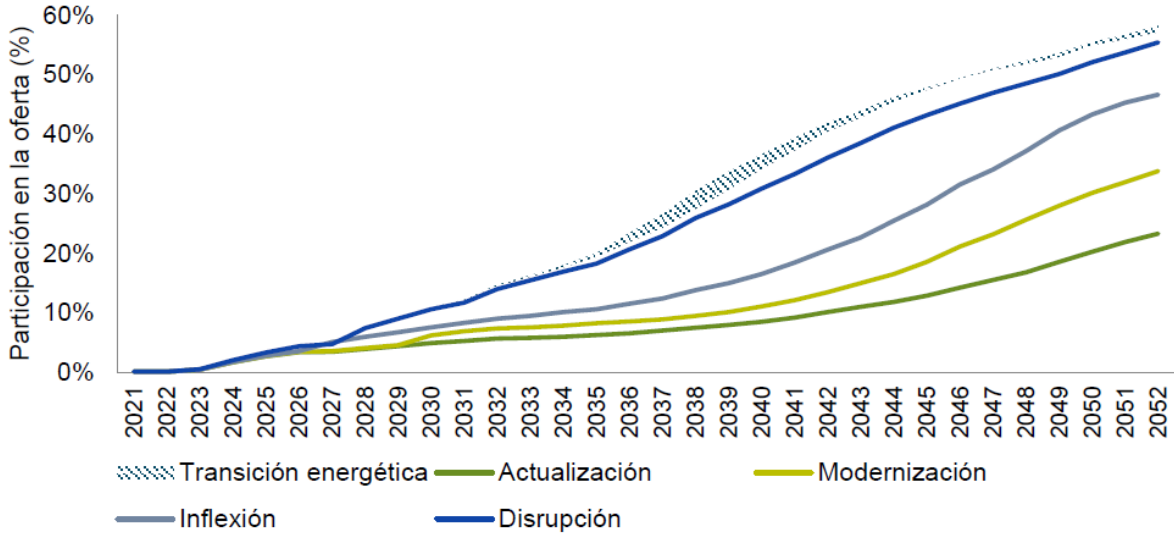
**Figura 5 Evolución de la capacidad instalada de generación eléctrica en el escenario de Inflexión**



**Fuente: (Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME, 2023)**

Paralelamente, de tal disponibilidad de energía eléctrica con fuentes renovables, el PEN sugiere que se intensificará el uso de la electricidad y la producción de hidrógeno, lo cual derivará en un aumento gradual de la participación de este energético en la oferta hasta alcanzar un 35% del uso de la energía de las fuentes renovables no convencionales para producir hidrógeno, mientras el restante, se dedica a la producción de electricidad. Esta participación en la oferta de energéticos se aprecia en la siguiente figura:

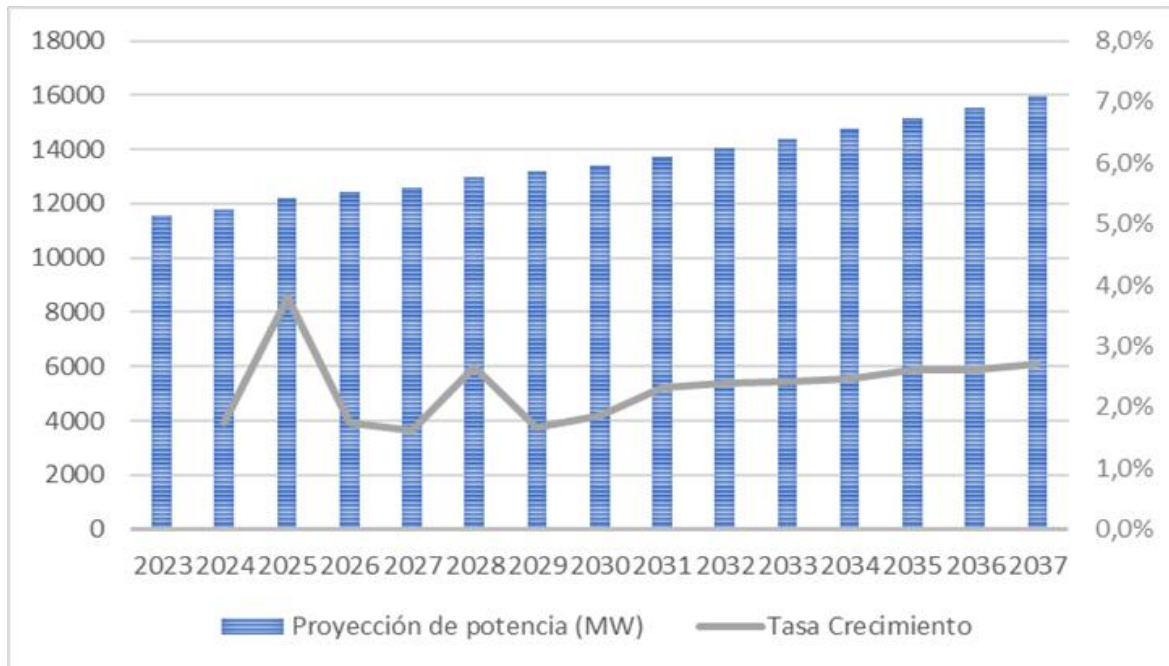
Figura 6 Participación de Hidrógeno + FNCER por escenario (%)



Fuente: (Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME, 2023)

Finalmente, desde la perspectiva de la demanda de electricidad que estima la UPME, en la revisión más reciente de dicha entidad con horizonte 2037 (UPME, 2023), el pronóstico de demanda de potencia eléctrica del Sistema Interconectado Nacional se encuentra en aproximadamente 15.129 MW y con tasas medias que rondan el 2,4%, como lo muestra la siguiente figura:

Figura 7 Pronóstico de crecimiento potencia eléctrica SIN



Fuente: Datos UPME, imagen elaboración propia.

### 6.3 La red eléctrica

Para los análisis, se usó el modelo del Sistema de Transmisión Nacional - STN y de los dos Sistemas de Transmisión Regional (Norte y Centro) con los que cuenta el país, con visión hasta 2035. La infraestructura considerada fue la que está aprobada en la más reciente versión del Plan de Expansión de Transmisión de la UPME 2022-2036. Allí se compila toda la estrategia de obras para optimizar y ampliar la capacidad de transporte en el SIN, cuyas señales de obras más representativas se encuentran en los listados finales del documento UPME (UPME, 2023). También se consideraron los planes de expansión reportados oficialmente por los Operadores de Red y aprobados por la UPME.

### 6.4 Acerca de las zonas de interés para producción de hidrógeno

La estrategia de implantación de centros de producción de hidrógeno o *hubs de H2*, está basada en las zonas de alto valor potencial para los miembros del conglomerado de Hidrógeno Colombia, quienes tomaron como punto de partida los hallazgos y propuestas presentadas en el documento POTENCIAL POWER TO X (PTX) en Colombia (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2023) y sobre esos cimientos los expertos de H2 Colombia formularon los siguientes hubs:

- Zona Guajira donde se planificarán la iniciativa de conexión de electrolizadores en la subárea de GCM con capacidad máxima acumulada de 1000 MW mediante proyectos individuales de producción de H2 de 200 MW.
- Zona Atlántico donde se planificarán la iniciativa de conexión de electrolizadores en la subárea de Atlántico con capacidad máxima acumulada de 400 MW mediante proyectos individuales de producción de H2 de 50 MW.
- Zona Bolívar donde se planificarán la iniciativa de conexión de electrolizadores en la subárea de Bolívar con capacidad máxima acumulada de 400 MW mediante proyectos individuales de producción de H2 de 50 MW.
- Zona Valle de Cauca donde se planificarán la iniciativa de conexión de electrolizadores en la subárea de Valle con capacidad máxima acumulada de 400 MW mediante proyectos individuales de producción de H2 de 50 MW en áreas geográficas comprendidas por Cali, Yumbo, Palmira y Puerto de Buenaventura.
- Zona Medellín y Alrededores donde se planificarán la iniciativa de conexión de electrolizadores en la subárea de Antioquia con capacidad máxima acumulada de 150 MW mediante proyectos individuales de producción de H2 de 30 MW.
- Zona Bogotá y Alrededores donde se planificarán la iniciativa de conexión de electrolizadores en la subárea de Bogotá con capacidad máxima acumulada de 150 MW mediante proyectos individuales de producción de H2 de 30 MW.

Sobre estas zonas se hará la exploración eléctrica y así identificar que nodos del SIN pueden recibir estos grandes bloques de carga con su respaldo de red y servicio principal a través la capacidad de conexión que pueda cubrir firmemente hasta un 100% de los proyectos individuales de producción de H2.

### 6.5 Principios metodológicos del análisis

El análisis de red tiene un objetivo fundamental que es identificar para el 2035 si la capacidad de conexión en las subestaciones de STR y/o STN al interior de los *hubs* seleccionados permite conectar la nueva carga de electrolizadores en el tamaño parcial y total definido en la Tabla 2, hasta completar la capacidad estimada de despliegue según el escenario de Inflexión del PEN, es decir 2500 MW

En la segunda etapa de este estudio, se analizan casos de iniciativas industriales en donde se identifica si en los centros de consumo industrial es posible incorporar iniciativas individuales de hasta 10 MW.

Para ello, se usan los insumos, supuestos y métodos enumeradas anteriormente con el fin de generar un análisis robusto que combina el uso de simulaciones probabilísticas en combinación con el análisis convencional de red como se muestra en la siguiente figura:



Figura 8 Esquema básico metodología de análisis de red



Fuente: Elaboración propia

Los supuestos de entrada consideran los supuestos de demanda, supuesto de generación y expansión de la red y ellos alimentan las herramientas de simuladores de sistemas de potencia con el ánimo de identificar condiciones de frontera para cada subárea y sus restricciones en cuanto a viabilidad de alocar la capacidad de los proyectos de electrólisis, en las posibles ubicaciones, identificando limitaciones especiales del despacho, entre otros aspectos.

Se simulan miles de alternativas y combinaciones de supuestos para identificar restricciones en un entorno probabilístico, enumerando riesgos y sensibilidades, de manera tal que sea posible con análisis de red convencionales enfocarse en las combinaciones de supuestos de mayor viabilidad y así mediante análisis del estado del sistema eléctrico del futuro, determinar si los nodos del área eléctrica a la que pertenece cada Hub, serán capaces de soportar los tamaños de carga para electrólisis, hasta completar la potencia requerida y determinada como potencialmente viable de cada Hub.

Así, la metodología cuenta con parámetros de control del estilo *stop or go* que permiten definir si un espacio de estado es probable o no, y si es viable o no, así:

1. En primer lugar, se evalúa el estado de la generación de la red donde se consideran las maquinas generadores tanto síncronas como estáticas. Por lo tanto, con base en la disponibilidad de generación conocida para el año 2035, se establece una formulación que contiene:
  - a. Capacidad de generación instalada: Cuando los elementos de generación están en funcionamiento dentro la red.
  - b. Capacidad de generación con obligación de energía firme: Cuando los elementos de generación son fruto de subastas, presentan obligación de energía firme y presentan avance de tramites superior a la banda de indiferencia.

- c. Capacidad de generación sin obligación de energía firme: Cuando los elementos de generación son fruto de subastas, no presentan obligación de energía firme y presentan avance de trámite inferior a la banda de indiferencia.

De acuerdo con lo anterior, y para un entendimiento del sentido de análisis en esta dimensión, se muestra un ejemplo de semáforo de colores, asociada con uno de los elementos de disponibilidad de la generación:

**Figura 9 Disponibilidad capacidad de generación**

Estado Disponibilidad Gx
Capacidad de generación instalada
Capacidad de generación con obligación de energía firme
Capacidad de generación sin obligación de energía firme

Fuente: Elaboración propia

2. En segundo lugar, se evalúa el estado de los elementos de la red donde se consideran líneas y transformadores, más subestaciones, entre otros aspectos para cada uno de los miles de combinaciones de demanda-generación por considerar dentro del estudio. A manera de ejemplo, uno de los parámetros metodológicos es la cargabilidad, en donde se establecen límites que viabilizan o no las soluciones posibles dentro del espacio muestral:
  - a. Cargabilidad en condiciones normal de operación: Cuando los elementos presentan una cargabilidad menor al límite definido.
  - b. Cargabilidad en condiciones gestionables de operación: Cuando los elementos presentan una cargabilidad que puede sobrepasar la nominal, pero es gestionable operativamente.
  - c. Cargabilidad en condiciones fuertes de operación: Cuando los elementos presentan una cargabilidad superior límite gestionable operativamente.

De acuerdo con lo anterior, se manejará el siguiente semáforo de colores, donde la prioridad es analizar los HUBs con la cargabilidad en condiciones normales de operación:

**Figura 10 Ejemplo límites semáforo para cargabilidad estado estable**

Capacidad de red para condición de operación normal.
Cargabilidad en condiciones normal de operación
Cargabilidad en condiciones gestionables de operación
Cargabilidad en condiciones fuertes de operación

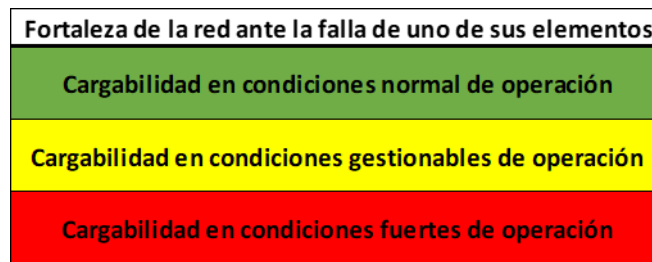
Fuente: Elaboración propia

3. En tercer lugar, se evalúa el estado de los elementos de la red donde se consideran líneas y transformadores, más subestaciones, entre otros aspectos para cada uno de los miles de combinaciones de demanda-generación por considerar dentro del estudio de estado estable, incluyendo análisis de estado en contingencia. Así, como ejemplo se muestra el manejo de la variable capacidad en emergencia del elemento, y se establecen los límites tipo semáforo de la siguiente manera:
  - a. Cargabilidad en condiciones normal de operación: Cuando los elementos presentan una cargabilidad menor al

- 100% de la capacidad en emergencia.
- b. Cargabilidad en condiciones gestionables de operación: Cuando los elementos presentan una cargabilidad entre el 100% y el límite de la capacidad en emergencia.
- c. Cargabilidad en condiciones fuertes de operación: Cuando los elementos presentan una cargabilidad superior al límite de la capacidad en emergencia.

De acuerdo con lo anterior, el método evalúa y valora cada una de las variables de análisis como lo muestra la siguiente figura y combina los resultados para determinar la viabilidad de cada combinación:

Figura 11 Ejemplo límites semáforo para cargabilidad estado de emergencia



Fuente: Elaboración propia

Ahora bien, para determinar la viabilidad de capacidad para electrolizadores en los hubs, se utiliza en primera instancia el software SAX<sup>4</sup> y seguidamente, al tener un indicativo de la capacidad, se procede a evaluar la capacidad de forma estocástica con análisis de red probabilísticos adicionando análisis complementarios es casos de debilidad notoria de la red, como son degradación de voltaje, límites de fortaleza de la red, límites de intercambio etc., mediante programación del alto nivel y simulaciones de funciones de análisis de sistemas de potencia.

Figura 12 Metodología de análisis implementada



Fuente: Elaboración propia

<sup>4</sup> SAX es un producto de XM (<https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Brochure%20SAX.pdf>)

## 7 Resultados de iniciativa de electrolizadores en Colombia

A continuación, se muestran los resultados de los análisis de capacidad en cada una de las áreas operativas de los HUBs de producción de H2 para Colombia en 2035, con una probabilidad del 95% de posibilidad de ocurrencia.

### 7.1 HUB La Guajira

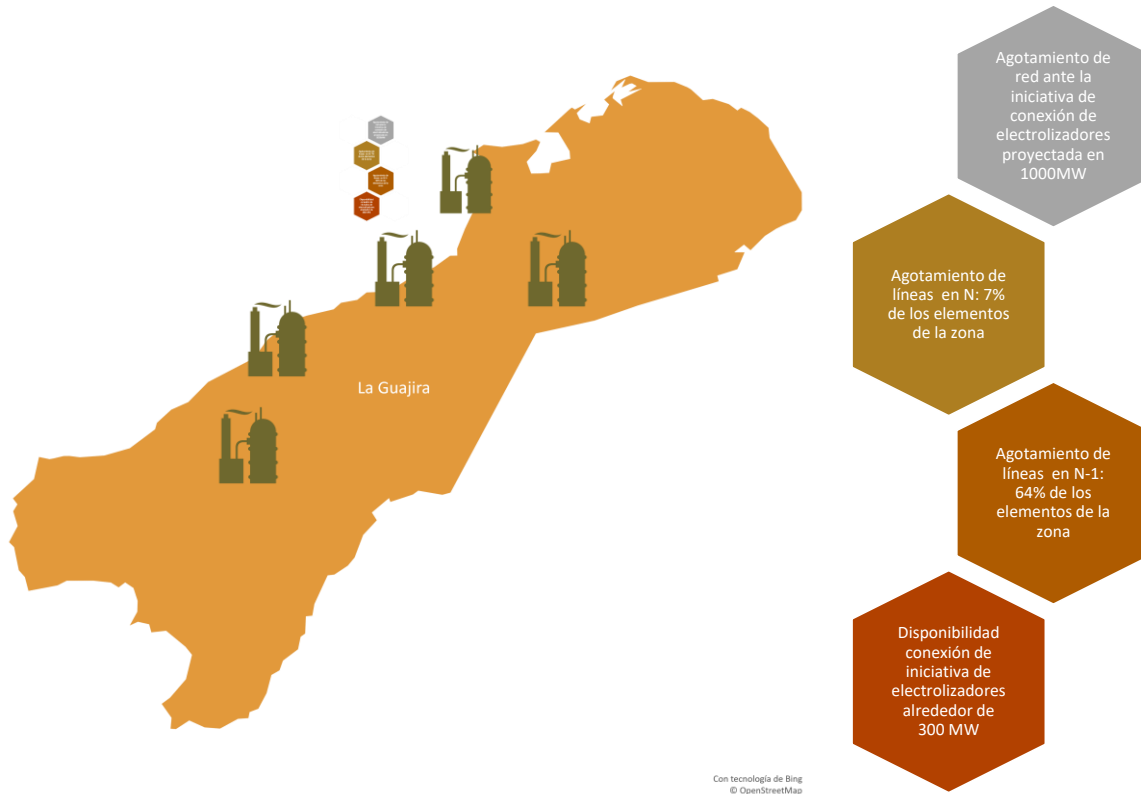
Con el fin de evaluar el impacto en el STN y STR ante la iniciativa de conexión de electrolizadores proyectada en 1000MW, con iniciativas a gran escala que concentran hasta 200 MW, se conjugan los elementos de red en la subárea eléctrica de Guajira, Cesar y Magdalena (Subárea GCM), constituyendo el área de influencia directa del proyecto contemplando elementos relevantes a nivel de STN y STR de la subárea de GCM.

En el HUB de La Guajira, se observó un agotamiento de la red debido a la iniciativa de conectar electrolizadores proyectados para 1000 MW. Esto se debe principalmente a:

- Agotamiento de red en estado N (sin contingencias): Afecta al 7% de los elementos de la zona.
- Agotamiento de red en N-1 (con contingencia): Afecta al 64% de los elementos de la zona.
- Problemas de recuperación de voltaje ante contingencias en la red.

Se destaca que, para estos elementos, en estado estable se identifican sobrecarga en comparación con su valor nominal y con los límites regulatorios en los niveles de restricción identificados para alrededor del 7% de los elementos analizados. Por otro lado, en estado de contingencia se destaca con mayor notoriedad la sobrecarga en los elementos de la red para alrededor del 64% de la infraestructura analizada. Con estos hallazgos, la disponibilidad de conexión para la iniciativa de electrolizadores en el área Guajira es de apenas 300 MW de los 1000MW que se desean desplegar, lo cual genera un déficit de red del 70%, que denota la necesidad manifiesta de adelantar los refuerzos y expansiones necesarios para fortalecer la capacidad de intercambio de energía de esta zona con el resto del país.

Figura 13 Resultados destacados para el HUB de Guajira



Fuente: Elaboración propia

## 7.2 HUB Atlántico

Con el fin de evaluar el impacto en el STN y STR ante la iniciativa de conexión de electrolizadores proyectada en 400MW, con iniciativas de 50 MW, se determinan las líneas, transformadores en la subárea eléctrica de Atlántico (Subárea Atlántico), constituyendo el área de influencia directa del proyecto contemplando elementos relevantes a nivel de STN y STR de la subárea de Atlántico. En el HUB de Atlántico, se observó cómo caso más destacado un agotamiento de la red debido principalmente a:

- Agotamiento de infraestructura en estado N: Afecta al 7% de los elementos de la zona.
- Agotamiento de infraestructura en estado N-1: Afecta al 73% de los elementos de la zona.

Para estos elementos, se identifican sobrecargas en líneas y transformadores en comparación con su valor nominal para alrededor del 7% de los elementos analizados. Por otro lado, en estado en contingencia se identifican sobrecarga en líneas o transformadores para alrededor del 73% de los elementos analizados. En consecuencia, la disponibilidad de conexión para la iniciativa de electrolizadores es aproximadamente de 200 MW. Este resultado anuncia un déficit de conexión en el área del 50% con respecto a la iniciativa de despliegue de 400 MW.

Figura 14 Resultados obtenidos para el HUB de Atlántico



Fuente: Elaboración propia

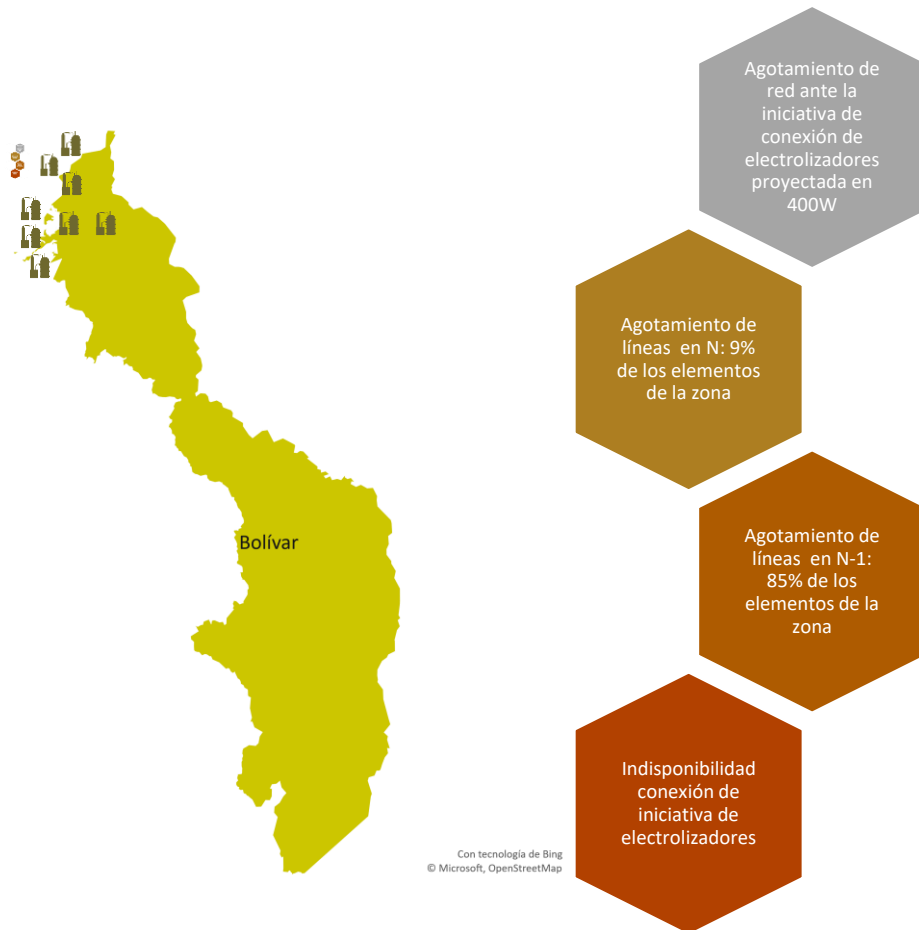
### 7.3 HUB Bolívar

Con el fin de evaluar el impacto en el STN y STR ante la iniciativa de conexión de electrolizadores proyectada en 400MW, se determinan las líneas, transformadores y subestaciones en la subárea eléctrica de Bolívar (Subárea Bolívar), constituyendo el área de influencia directa del proyecto contemplando elementos relevantes a nivel de STN y STR de la subárea. En el HUB de Bolívar, se observó un agotamiento de la red debido principalmente a:

- Agotamiento de red en N: Afecta al 9% de los elementos de la zona.
- Agotamiento de red en N-1: Afecta al 85% de los elementos de la zona.
- Limitaciones para la expansión por necesidad de nuevos puntos de inyección de potencia.

Para estos elementos, en estado estable se identifican sobrecargas en líneas y transformadores en comparación con su valor nominal en comparación con los límites regulatorios en los niveles de restricción identificados para alrededor del 9% de los elementos analizados. Por otro lado, en estado en contingencia se identifican sobrecargas en líneas y transformadores en comparación con su límite de emergencia o con los límites regulatorios en los niveles de restricción identificados, para alrededor del 85% de los elementos analizados. En consecuencia, se evidenció indisponibilidad plana de conexión para la iniciativa, es decir 0 MW de capacidad para electrolizadores. En consecuencia, en este HUB no se encuentra evidencia de posibilidad de despliegue de centros de producción de H2 debido a problemas de saturación de sistema eléctrico.

Figura 15 Resultados obtenidos para el HUB de Bolívar



Fuente: Elaboración propia

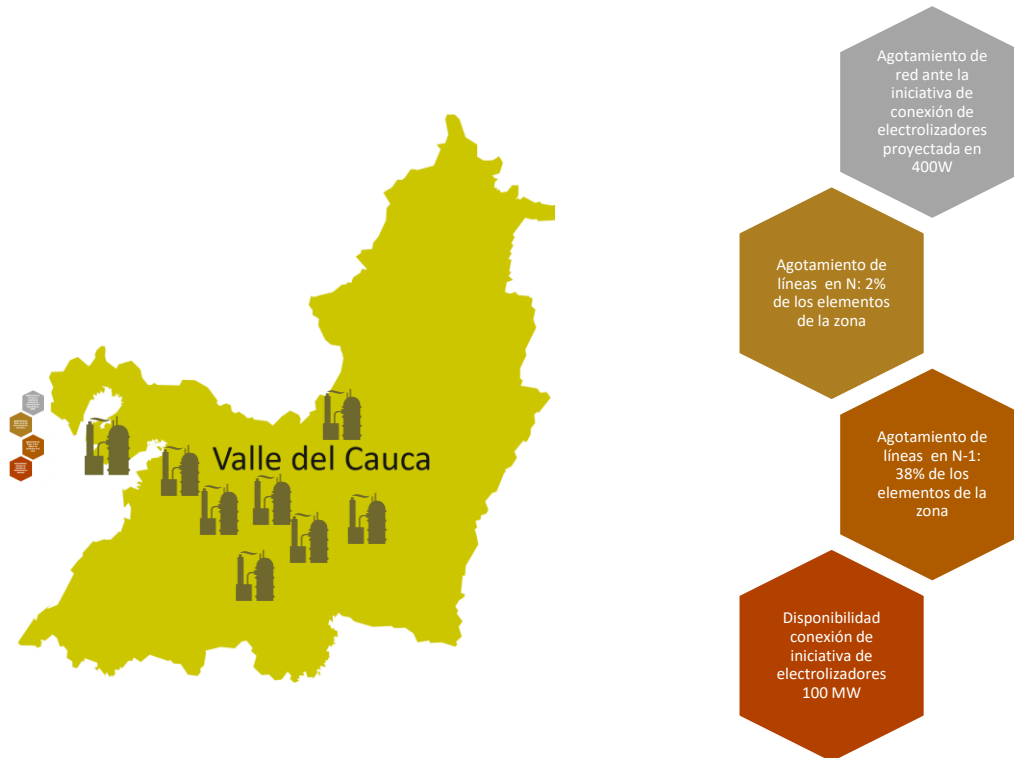
#### 7.4 HUB Valle del Cauca

Con el fin de evaluar el impacto en el STN y STR ante la iniciativa de conexión de electrolizadores proyectada en 400MW, se determinan las líneas, transformadores y subestaciones en la subárea eléctrica de Valle de Cauca (Subárea Valle), constituyendo el área de influencia directa del proyecto contemplando elementos relevantes a nivel de STN y STR de la subárea de Valle. En el hub de Valle, se observó un agotamiento de la red debido a la iniciativa de conectar electrolizadores proyectados para 400 MW, resaltando que:

- Se encuentra evidencia de agotamiento de red en N: Afecta al 2% de los elementos de la zona.
- Se encuentra evidencia de agotamiento de red en N-1: Afecta al 38% de los elementos de la zona.

Para estos elementos, en estado estable se identifican sobrecargas en líneas y transformadores en comparación con su valor nominal en comparación con los límites regulatorios en los niveles de restricción identificados para alrededor del 2% de los elementos analizados. Por otro lado, en estado en contingencia se identifican sobrecargas en líneas y transformadores en comparación con su límite de emergencia y con los límites regulatorios en los niveles de restricción identificados para alrededor del 38% de los elementos analizados. En consecuencia, la disponibilidad de conexión para la iniciativa de electrolizadores es aproximadamente de 100 MW, lo que genera un déficit del 75% con respecto a la cantidad deseable por desplegar.

Figura 16 Resultados obtenidos para el HUB de Valle del Cauca



Fuente: Elaboración propia

## 7.5 HUB Antioquia

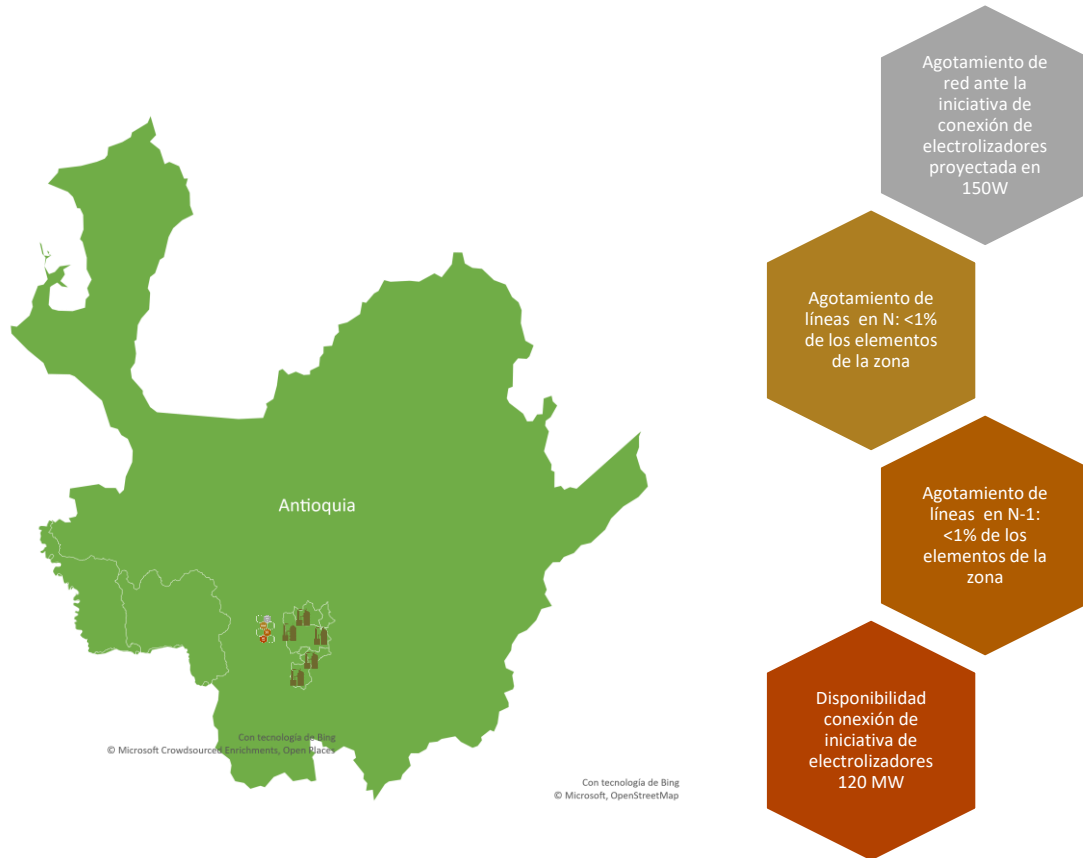
Con el fin de evaluar el impacto en el STN y STR ante la iniciativa de conexión de electrolizadores proyectada en 150MW para este Hub, se determinan las líneas, los transformadores y las subestaciones en la subárea eléctrica de Antioquia (Subárea Antioquia), constituyendo el área de influencia directa del proyecto contemplando elementos relevantes a nivel de STN y STR. Así, se observó un agotamiento de la red debido a la iniciativa de conectar electrolizadores proyectados para 150 MW que limita la capacidad disponible dado que:

- Se encuentra agotamiento de líneas en estado N: Afecta cerca de 1% de los elementos de la zona.
- Se encuentra agotamiento de líneas en estado N-1: Afecta cerca de 1% de los elementos de la zona.

Para estos elementos, en estado estable se identifican sobrecargas en líneas en comparación con su valor nominal para alrededor del 1% de los elementos analizados. Por otro lado, en estado en contingencia se identifican sobrecargas en líneas en comparación con los límites regulatorios en los niveles de restricción identificados para alrededor del 1% de los elementos analizados. En consecuencia, se encontró evidencia de disponibilidad de conexión para la iniciativa de electrolizadores del orden de los 120 MW, generando un indicador de déficit con respecto a la meta de despliegue de producción de H2 del 70%.



Figura 17 Resultados obtenidos para el HUB de Antioquia



Fuente: Elaboración propia

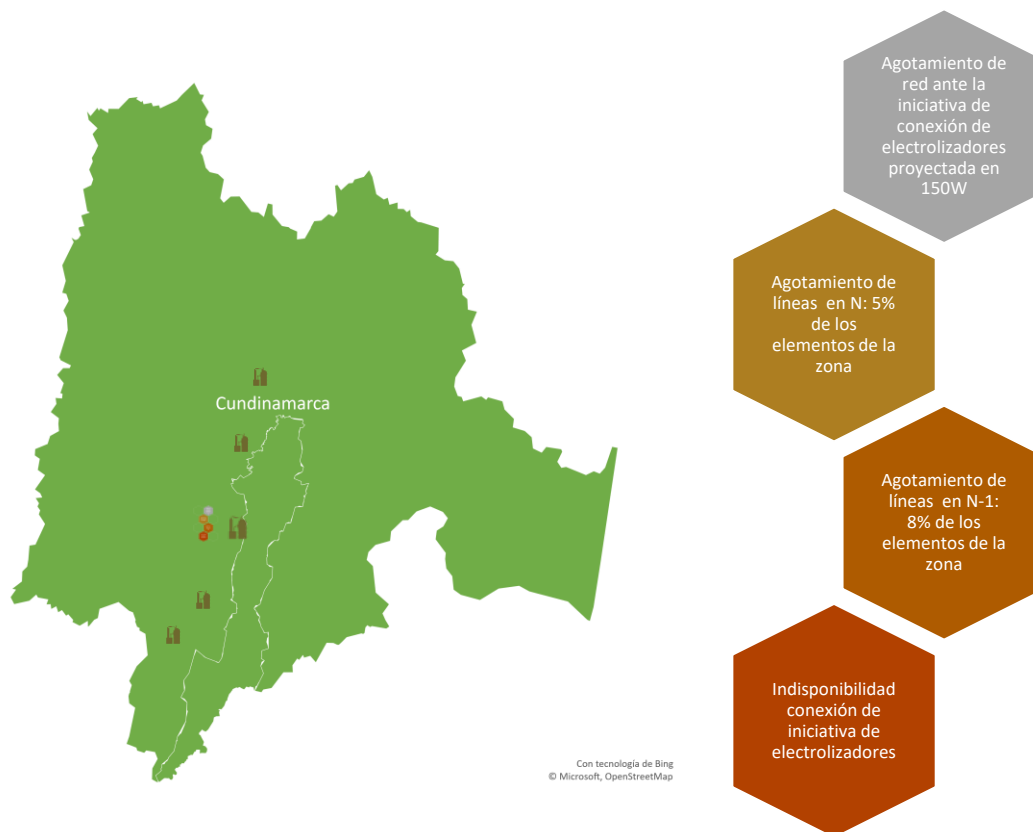
## 7.6 HUB Bogotá

Con el fin de evaluar el impacto en el STN y STR ante la iniciativa de conexión de electrolizadores proyectada en 150MW, se determinan las líneas, transformadores y subestaciones en la subárea eléctrica de Bogotá (Subárea Bogotá), constituyendo el área de influencia directa del proyecto contemplando elementos relevantes a nivel de STN y STR. En el HUB de Bogotá, se observó un agotamiento de la red que no permite conectar las cargas de electrolizadores en la cantidad requerida. Para ello se destacan los siguientes resultados:

- Agotamiento de red en N: Afecta al 5% de los elementos de la zona.
- Agotamiento de red en N-1: Afecta al 8% de los elementos de la zona.

Para estos elementos, en estado estable se identifican sobrecargas en líneas y transformadores en comparación con su valor nominal para alrededor del 5% de los elementos analizados. Por otro lado, en estado en contingencia se identifican sobrecargas en líneas y transformadores en comparación con su valor nominal en comparación con límite de emergencia y los límites regulatorios en los niveles de restricción identificados para alrededor del 8% de los elementos analizados. En consecuencia, no se encontró disponibilidad de conexión para la iniciativa de electrolizadores para producir H<sub>2</sub>.

Figura 18 Resultados obtenidos para el HUB de Bogotá



Fuente: Elaboración propia

Del análisis global se destaca de forma consolidada que para el 2035 es deseable contar con una capacidad de producción de H2 en Colombia de alrededor de 2500 MW en forma de electrolizadores, a diferentes escalas y en distintas ubicaciones estratégicas para el país, pero el STN y los STRs no se encuentran preparados para conectar tales tamaños de demanda en las zonas y con los tamaños potenciales recomendados. Lo anterior se evidencia cuando se identificó un índice de déficit agregado del 71.2% ya que únicamente se encontró evidencia de conexión viable para el 28,8% de la iniciativa de despliegue de electrolizadores para producción de H2.

Lo anterior denota una señal fuerte de necesidad de expansión en el STN y en los STRs para que en la década venidera se aseguren la estructuración, ejecución y puesta en servicio de los proyectos y soluciones de red que permitan el despliegue exitoso de la iniciativa de H2 en Colombia<sup>5</sup>.

De forma dual, los responsables de los proyectos de producción de hidrógeno tienen a su cargo el iniciar con prontitud los procedimientos regulatorios para solicitar capacidad de conexión y dar firmeza a los requerimientos de la demanda, para que así se encuentre una línea de armonía donde la red sea expandida asegurando la presencia de las nuevas demandas.

## 8 Resultados iniciativas en cooperación con demanda industrial

En esta sección se presentan los resultados de viabilidad de capacidad de conexión de iniciativas individuales o de un colectivo de industriales por hasta 10 MW de electrólisis para producción de H2 de uso local. Vale la pena recordar que

<sup>5</sup> Los resultados obtenidos no son garantía de asignación de capacidad de conexión ya que cada interesado debe seguir los procedimientos regulatorios vigentes para solicitar capacidad de conexión.

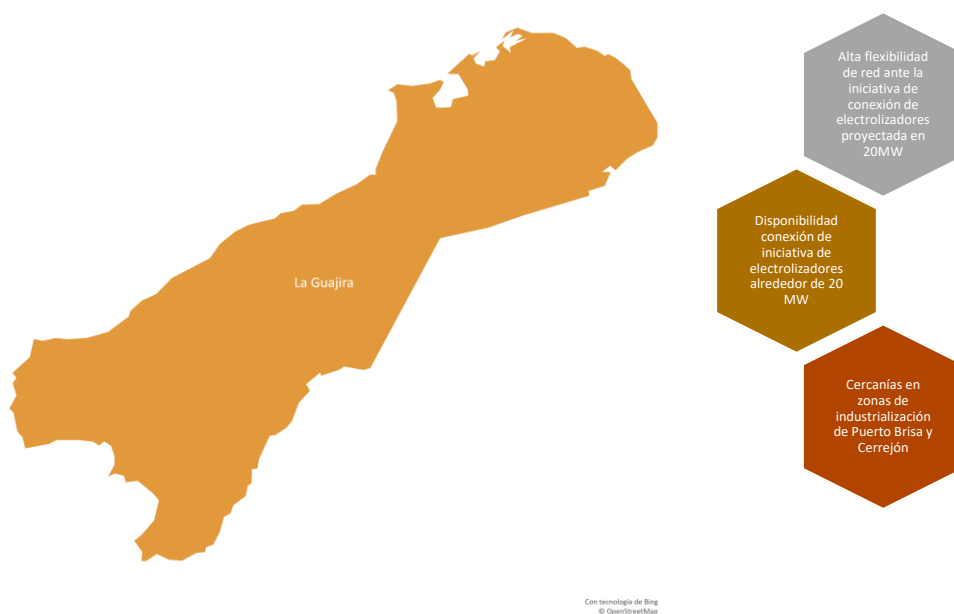
para cada Hub se seleccionaron dos (2) zonas industriales de alto potencial, para un total de 12 zonas industriales analizadas en el país, y los resultados son los que se muestran a continuación.

### 8.1 HUB La Guajira

Con el fin de evaluar el impacto en el STN y STR ante la iniciativa de conexión de electrolizadores en cooperación de demanda industrial proyectada en 10MW, se analizó la red eléctrica de la subárea eléctrica de Guajira, Cesar y Magdalena (Subárea GCM), constituyendo el área de influencia directa del proyecto contemplando elementos relevantes a nivel de STN y STR. En el HUB de La Guajira, se observó una alta flexibilidad de red ante la iniciativa de conexión de electrolizadores proyectada.

Para estos elementos, en estado estable y estado en contingencia no se identifican sobrecargas ni problemas mayores de red. En consecuencia, la disponibilidad de conexión para la iniciativa de conexión de electrolizadores en cooperación de demanda industrial proyectada en 10MW.

Figura 19 Resultados obtenidos para el HUB de Guajira



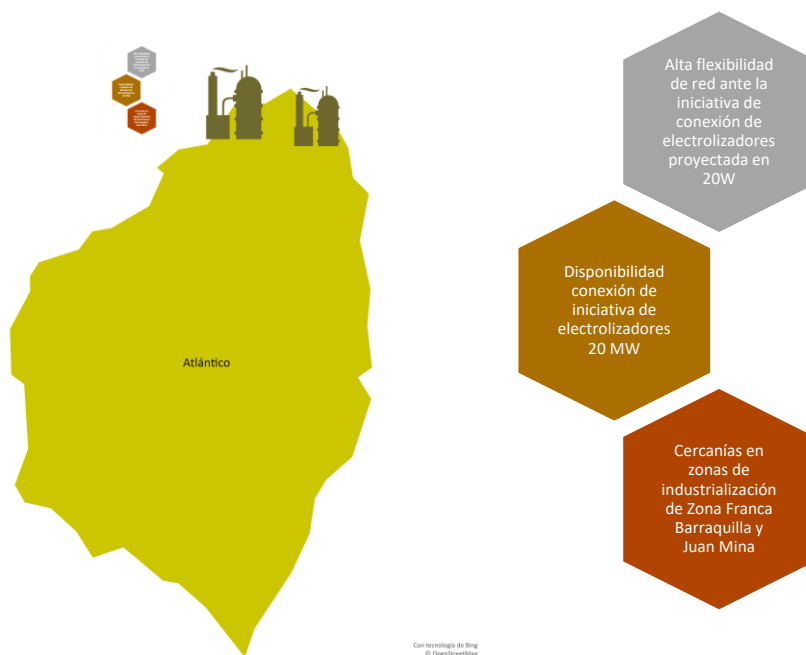
Fuente: Elaboración propia

### 8.2 HUB Atlántico

Con el fin de evaluar el impacto en el STN y STR ante la iniciativa de conexión de electrolizadores en cooperación de demanda industrial proyectada en 10MW, se determinan los elementos de red en la subárea eléctrica de Atlántico, (Subárea Atlántico), constituyendo el área de influencia directa del proyecto contemplando elementos relevantes a nivel de STN y STR. En el HUB de Atlántico, se observó una alta flexibilidad de red ante la iniciativa de conexión de electrolizadores proyectada.

Para estos elementos, los análisis de red no evidenciaron limitaciones para aprovechar la capacidad de conexión de iniciativas individuales y/o colectivas de industriales para producción de H2 de hasta 10 MW. En consecuencia, la disponibilidad de conexión para la iniciativa de conexión de electrolizadores en cooperación de demanda industrial proyectada en plena.

Figura 20 Resultados obtenidos para el HUB de Atlántico



Fuente: Elaboración propia

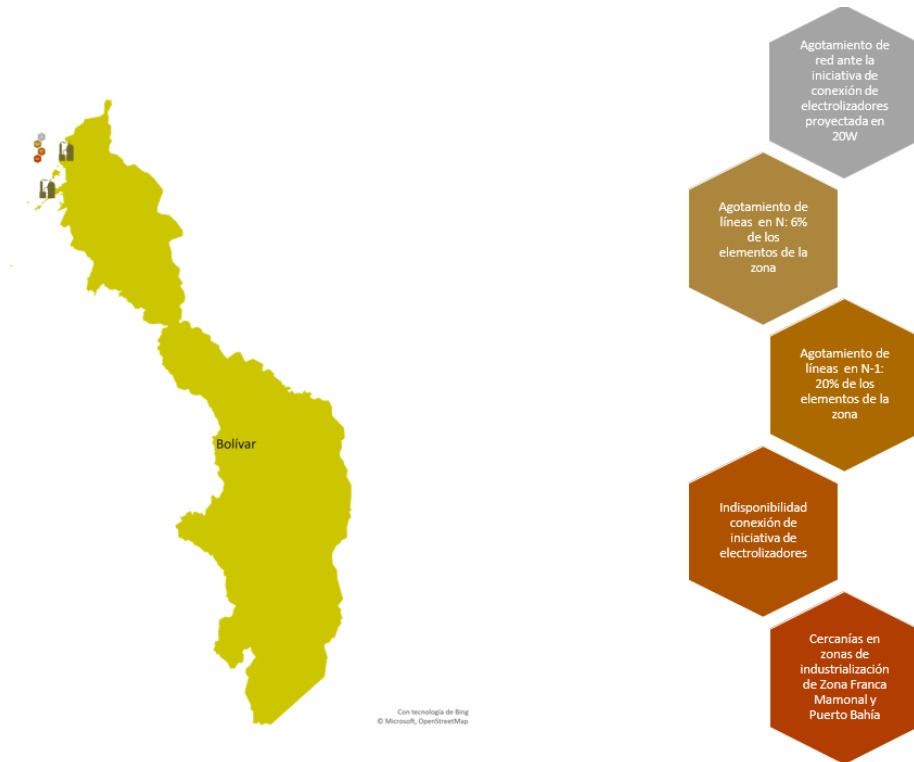
### 8.3 HUB Bolívar

Con el fin de evaluar el impacto en el STN y STR ante la iniciativa de conexión de electrolizadores en cooperación de demanda industrial proyectada en 10MW, se determinan los elementos de red en la subárea eléctrica de Bolívar, (Subárea Bolívar), constituyendo el área de influencia directa del proyecto contemplando elementos relevantes a nivel de STN y STR. En el HUB de Bolívar, se observó un agotamiento de la red debido a la iniciativa de conectar electrolizadores proyectados para 10 MW, encontrándose las mismas limitaciones ya mencionadas en la sección de análisis de HUBs. Se destaca para este caso que hay evidencia de:

- Agotamiento de red en N: Afecta al 6% de los elementos de la zona.
- Agotamiento de red en N-1: Afecta al 20% de los elementos de la zona.

Para estos elementos, en estado estable se identifican sobrecargas de la infraestructura eléctrica en comparación con su valor nominal para alrededor del 6% de los elementos analizados. Por otro lado, en estado en contingencia se identifican sobrecargas para alrededor del 20% de los elementos analizados. En consecuencia, no se encontró disponibilidad de conexión para la iniciativa de electrolizadores a escala industrial.

Figura 21 Resultados obtenidos para el HUB de Bolívar



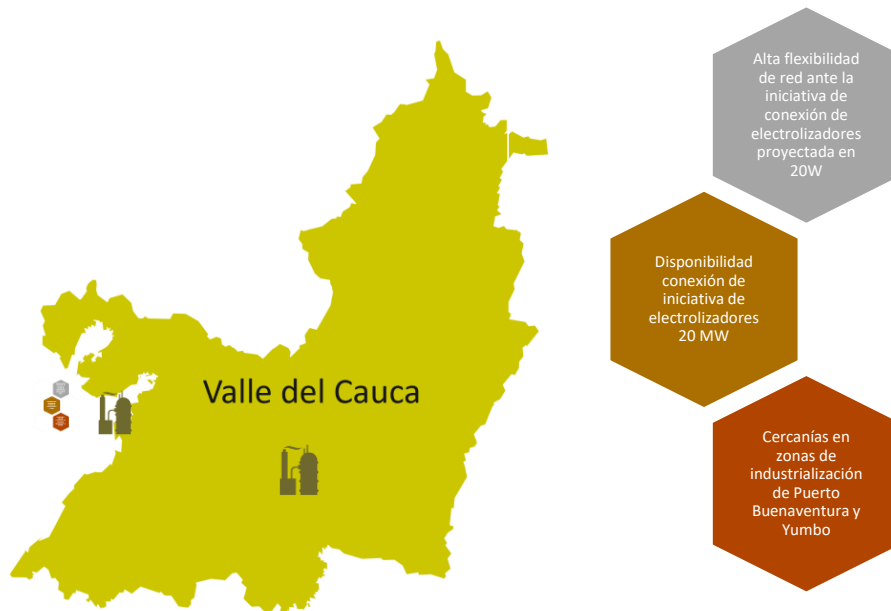
Fuente: Elaboración propia

#### 8.4 HUB Valle del Cauca

Con el fin de evaluar el impacto en el STN y STR ante la iniciativa de conexión de electrolizadores en cooperación de demanda industrial proyectada en 10MW, se conjugan los elementos de red en la subárea eléctrica de Valle, (Subárea Valle), constituyendo el área de influencia directa del proyecto contemplando elementos relevantes a nivel de STN y STR. En el HUB de Valle, se observó una alta flexibilidad de red ante la iniciativa de conexión de electrolizadores proyectada.

Para estos elementos, en estado estable y estado en contingencia no se identifican sobrecargas en el sistema u otro tipo de afectaciones. En consecuencia, la disponibilidad de conexión para la iniciativa de conexión de electrolizadores en cooperación de demanda industrial proyectada es plena en el área del Valle del Cauca.

Figura 22 Resultados obtenidos para el HUB de Valle del Cauca



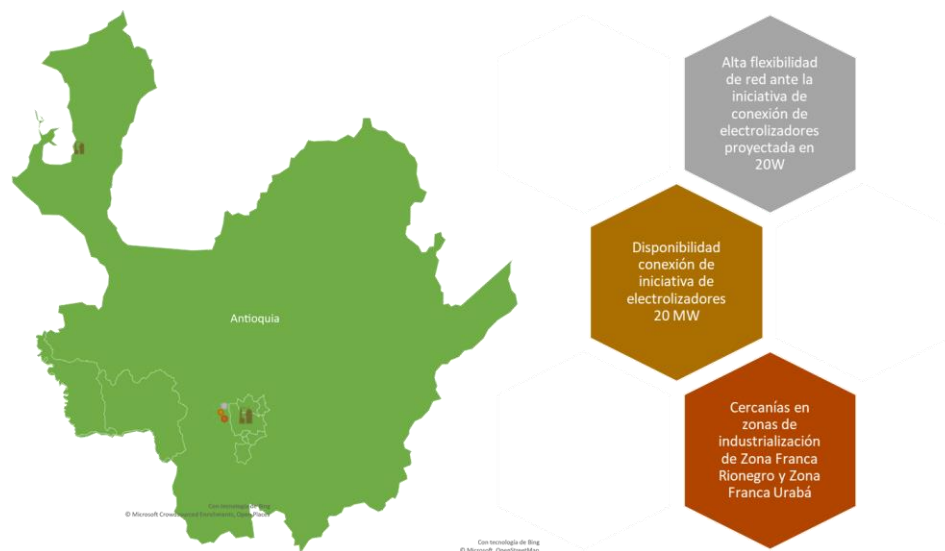
Fuente: Elaboración propia

### 8.5 HUB Antioquia

Con el fin de evaluar el impacto en el STN y STR ante la iniciativa de conexión de electrolizadores en cooperación de demanda industrial proyectada en 10MW, se identifican los componentes de la red eléctrica en la subárea eléctrica de Antioquia, (Subárea Antioquia), constituyendo el área de influencia directa del proyecto contemplando elementos relevantes a nivel de STN y STR. En el HUB de Antioquia, se observó una alta flexibilidad de red ante la iniciativa de conexión de electrolizadores proyectada.

Para estos elementos, los análisis eléctricos no muestran evidencia de problemáticas o limitaciones con respecto a lo permitido técnica o regulatoriamente. En consecuencia, la disponibilidad de conexión para la iniciativa de conexión de electrolizadores en cooperación de demanda industrial proyectada en 10MW cada uno, es plena.

Figura 23 Resultados obtenidos para el HUB de Antioquia



Fuente: Elaboración propia

## 8.6 HUB Bogotá

Con el fin de evaluar el impacto en el STN y STR ante la iniciativa de conexión de electrolizadores en cooperación de demanda industrial proyectada en 10MW, se identifican los componentes de red en la subárea eléctrica de Bogotá, (Subárea Bogotá), constituyendo el área de influencia directa del proyecto contemplando elementos relevantes a nivel de STN y STR. En el HUB de Bogotá, se observó un agotamiento de la red que es preexistente y que se refleja en:

- Agotamiento de elementos de red en estado N: Afecta al 3% de los elementos de la zona.
- Agotamiento de elementos de red en estado N-1: Afecta al 6% de los elementos de la zona.

Se destacan sobrecargas en elementos en comparación con los límites regulatorios en los niveles de restricción identificados para alrededor del 3% de los elementos analizados. Por otro lado, en estado en contingencia se identifican condiciones adversas en especial en cuanto a sobrecargas para alrededor del 6% de los elementos analizados. En consecuencia, no se encontró disponibilidad de conexión para la iniciativa de electrolizadores industriales de hasta 10 MW cada uno.

Figura 24 Resultados obtenidos para el HUB de Bogotá



Fuente: Elaboración propia

En resumen, esta sección muestra evidencia que el despliegue de iniciativas de instalación de electrolizadores a escala industrial individual o colectiva de hasta 10 MW es viable principalmente en las zonas industriales analizadas de La Guajira, Atlántico, Antioquia, y Valle. Desafortunadamente los análisis permitieron evidencias restricciones fuertes para este tipo de iniciativas que impiden su despliegue en Bogotá y Bolívar<sup>6</sup>.

En paralelo, los industriales que deseen tomar la iniciativa de producir hidrógeno aprovechando estas posibilidades, deberán seguir los procedimientos regulatorios vigentes para solicitar su capacidad de conexión ante la UPME o el Operador de Red según sea su condición actual de conexión, para allanar el camino propicio y así convertís su iniciativa en una realidad en el mediano o largo plazo.

## 9 Consideraciones importantes para la iniciativa de electrolizadores

En esta sección se ponen a consideración de los interesados, tres reflexiones importantes acerca de las condiciones de conexión y funcionamiento de estas nuevas demandas eléctricas, teniendo en cuenta que la presencia del Hidrógeno como vector diferencial de consumo o para generación configura un nuevo eslabón de alta relevancia en la cadena de suministro del sector energético.

- Ante un eventual despliegue de la iniciativa de H2 en Colombia para el año 2035, según los requerimientos de la Resolución CREG 075, artículo 6, y la circular CREG 010-2022 modificada por la circular CREG 058-

<sup>6</sup> Los resultados obtenidos no son garantía de asignación de capacidad de conexión ya que cada cliente debe seguir los procedimientos regulatorios vigentes para solicitar capacidad de conexión.



2022, se requiere contemplar análisis de estado estacionario, análisis de contingencias, análisis de cortocircuito, análisis de estabilidad transitoria y dinámica, y análisis de evaluación económica. Por lo tanto, para cada iniciativa de HUB e iniciativa en cooperación con demanda industrial debiese contar con un análisis específico, técnico, económico y regulatorio para planificar una eventual conexión viable y sostenible.

- Ante el despliegue de la iniciativa de H2 en Colombia, los criterios de planeamiento actuales que se basan en los límites de cargabilidad y de voltajes en función de la condición de operación del sistema debiesen migrar hacia límites de aceptabilidad en el desempeño de la red en los estados de operación normal, en contingencia, y en muchos otros dado que la incursión del hidrógeno y las fuentes renovables están cambiando diametralmente la forma de hacer prospectiva de las redes eléctricas. Por lo tanto, es necesario asegurar la inclusión de estas nuevas cargas en la expansión de la red futura mediante un trabajo mancomunado entre UPME, operadores de red (ORs), Ministerio de Minas y Energía, CREG y SSPD, más los agentes interesados de los proyectos dentro del despliegue.
- Se recomienda redefinir criterios de atención de demanda, respaldo, riesgo, calidad, confiabilidad y seguridad de la red que enriquezcan los establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995 o en la Resolución CREG 070 de 1998.

## Conclusiones

- Ante un eventual despliegue de la iniciativa de H2 en Colombia para el año 2035, se evidencia un agotamiento de red ante la intención de instalar 2500 MW de electrolizadores proyectados en los HUBs de Guajira, Atlántico, Bolívar, Valle, Medellín y Bogotá. Es decir, de los análisis eléctricos se identifican principalmente problemas de sobrecargas y de recuperación de voltaje ante contingencia. Por lo tanto, es necesario asegurar la inclusión de estas nuevas cargas en la expansión de la red futura (UPME y ORs) para que se identifiquen de manera temprana las necesidades de refuerzo o crecimiento de la red como alternativa principal o de respaldo en el suministro.
- En los HUBs se planea un despliegue de conexión de electrolizadores con capacidad acumulada de 2500 MW. Sin embargo, se evidencia el indicador de capacidad de conexión del 28% con 95% de probabilidad de ocurrencia.
- Se evidencia un déficit global acumulado de 72% en el despliegue de la iniciativa de H2 en Colombia para el año 2035, es decir, ante un despliegue de 2500MW hay disponibilidad de capacidad de 720MW. Esta situación de déficit se hace evidente y más fuerte en los HUBs de Bolívar y Bogotá ya que el valor esperado de su capacidad de conexión está por debajo del umbral del tamaño de potencia estudiado para cada zona.
- De otro lado, se destaca que ninguna de las zonas ofrece la posibilidad de conectar la nueva carga de electrolizadores deseada ni total ni parcialmente.
- Al analizar las conexiones para industriales en las zonas de mayor potencial se identificó que hay mayor posibilidad en áreas como Valle y Antioquia, mientras hay menor posibilidad de conexión en Bolívar y Bogotá.
- Cada iniciativa de conexión de electrolizadores para producción de H2 deberá seguir los procedimientos establecidos por la CREG para solicitar capacidad de conexión y de la armonía que se logra para hacer converger la expansión con la necesidad de conexión, dependerá el éxito del despliegue de la iniciativa de H2 para convertir a Colombia en un exportador de Hidrógeno de talla mundial.

## Referencias

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. (2023). *POTENCIAL POWER TO X (PTX) en Colombia*. Berlin, Germany.

International Ptx Hub. (2024). *Identificación hubs H2 verde en Colombia*. Retrieved 4 17, 2024, from <https://h2lac.org/wp-content/uploads/2024/02/H2HubsCo.pdf>

Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME. (2023). *Actualización Plan Energético Nacional 2022-2052*. Bogotá.

UPME. (2023). *Plan de Expansión de Transmisión 2022-2036*. Bogotá.

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

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

XM. (2024, 02 16). Retrieved from XM informa los resultados de la Subasta Primaria del Cargo por Confiabilidad 2027-2028



Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices  
Bonn and Eschborn, Germany

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36  
53113 Bonn, Deutschland  
T +49 228 44 60-0  
F +49 228 44 60-17 66

E [info@giz.de](mailto:info@giz.de)  
I [www.giz.de](http://www.giz.de)

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn, Deutschland  
T +49 61 96 79-0  
F +49 61 96 79-11 15

The International Hydrogen Ramp-up Programme (H2Uppp) of the German Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK) promotes projects and market development for green hydrogen in selected developing and emerging countries as part of the National Hydrogen Strategy.