
 <p><b>Superservicios</b></p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	 <p><b>SIGME</b></p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------

## 1. IDENTIFICADOR DEL PRESTADOR

- 1.1. Nombre o razón social: empresa XM COMPAÑIA DE EXPERTOS EN MERCADOS  
S A E S P – XM S.A E.S.P.
- 1.2. NIT: 900042857-1
- 1.3. ID (SUI - RUPS): 20481
- 1.4. Servicio Público Domiciliario (SPD) prestado objeto de la vigilancia o inspección:  
Energía Eléctrica.
- 1.5. Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección: Operador del SIN
- 1.6. Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar: 01 de octubre  
de 2005.



## 2. IDENTIFICACIÓN DE LA ACCIÓN DE VIGILANCIA E INSPECCIÓN REALIZADA

- 2.1. Año del programa al que pertenece la acción: 2025
- 2.2. Clase acción: Vigilancia ☒ Inspección ☐
- 2.3. Motivo de la acción: Especial ☐ detallada ☐ concreta ☒
- 2.4. Origen causal de la acción: Clasificación de nivel de riesgo ☐ Perfilamiento de  
riesgo ☐ Evaluación de Gestión y Resultados ☐ Monitoreo de planes ☐ Denuncia  
ciudadana (Petición de interés general) ☐ Otros ☐
- 2.5. Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción: Calle 12 Sur No. 18-168 Bloque  
2

## 3. DELIMITACIÓN DEL MARCO DE EVALUACIÓN

- 3.1. Criterios evaluados: Aspectos administrativos, financieros, técnicos operativos,  
comerciales, facturación, estado de reporte de información al SUI, gestión de  
riesgos y desastres, reglas generales de comportamiento, etc.
- 3.2. Marco temporal de evaluación: 2024

## 4. DESCRIPCIÓN DE LO DESARROLLADO

 <p><b>Superservicios</b></p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	 <p><b>SIGME</b></p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------

4.1. Información fuente usada: Página Web de XM. S.A. E.S.P.

4.2. Requerimientos realizados: Radicado SSPD 20252002482941

4.3. Estado de respuesta de requerimientos: Respuesta de X,M, S.A. E.S.P., con radicado XM 202544017117-1 del 02 de septiembre 2025

## **5. EVALUACIONES REALIZADAS**

### **5.1. Descripción General**

XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P. (XM S.A. E.S.P.), nace a partir del párrafo 1, del artículo 167 de la Ley 142 de 1994, cuyo enunciado es el siguiente:

*“La empresa encargada del servicio de interconexión nacional organizará el centro nacional de despacho como una de sus dependencias internas, que se encargará de la planeación y coordinación de la operación de los recursos del sistema interconectado nacional y administrar el sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista, con sujeción a las normas del reglamento de operación y a los acuerdos del consejo nacional de operación. Una vez se haya organizado el centro, el gobierno podrá constituir una sociedad anónima que se encargue de estas funciones”.*

A partir del Decreto No. 848 del 28 de marzo de 2005 expedido por el Ministerio de Minas y Energía se dio autorización a la creación de la empresa encargada de desarrollar las siguientes funciones:

- ✓ Planeación y coordinación de la operación de recursos del sistema interconectado nacional. (Centro Nacional de Despacho - CND).
- ✓ Administración del sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC).

- ✓ Liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del sistema interconectado nacional. (Liquidador y Administrador de Cuentas – LAC).

Las funciones anteriormente descritas están sujetas a lo dispuesto en el reglamento de operación expedidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, así como a los acuerdos expedidos por el Consejo Nacional de Operación – CNO.



Es de esta forma como se establece el marco normativo por el cual se da origen a XM S.A. E.S.P., empresa que finalmente se constituye el día 1 de septiembre de 2005 a través de la escisión de los activos de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. - ISA S.A. E.S.P., constituidos al interior de ISA para la gestión y administración del Sistema Interconectado Nacional – SIN.

Con el desarrollo de la compañía, ésta ha incrementado sus fuentes de ingresos más allá de sus funciones regulatorias, es así como actualmente la empresa presta servicios especializados de estudios y consultorías otorgando certificaciones de consumo de energía renovables, creando herramientas de análisis de datos y software; adicionalmente, la empresa a realizado inversiones en otras sociedades que le permiten tener ingresos por concepto de dividendos. Estas dos fuentes adicionales de ingresos no son objeto de vigilancia por parte de esta Superintendencia.

Una vez descritas las actividades de XM S.A. E.S.P., en la siguiente Tabla 1 se expone la participación de cada línea de negocio de acuerdo con los ingresos generados por cada concepto en el año 2024:

Tabla 1 Ingresos Actividades Vigiladas y No Vigiladas.

INGRESOS	AÑO 2024	%	AÑO 2023	%
DESPACHO Y COORDINACIÓN DEL CND	\$ 254.500	56%	\$ 150.745	33%
SISTEMAS DE INTERCAMBIOS COMERCIALES SIC	\$ 156.512	34%	\$ 111.105	24%
LIQUIDACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE CUENTAS	\$ 38.273	8%	\$ 27.934	6%
SERVICIOS ESPECIALIZADOS	\$ 4.789	1%	\$ 5.400	1%
DIVIDENDOS	\$ 1.627	0%	\$ 692	0%
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 455.701</b>	<b>100%</b>	<b>\$ 295.876</b>	<b>65%</b>

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

Fuente: Taxonomía XBRL año 2024.

Los ingresos regulados consolidan el 98.6% de los ingresos operacionales de la compañía<sup>1</sup> mientras el restante corresponde a sus actividades no vigiladas.

En cuanto a su personería jurídica, XM S.A. E.S.P., es una empresa de servicios públicos de economía mixta, constituida como sociedad anónima de naturaleza mercantil y con ánimo de lucro. Su composición accionaria se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2 Composición Accionaria.

ACCIONISTA	NO. DE ACCIONES	%
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	14.789.000	99,7%
Corporación Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico - CIDET	10.000	0,1%
Fondo de Empleados de ISA – FEISA	10.000	0,1%
Financiera de Desarrollo Nacional	10.000	0,1%
Bolsa de Valores de Colombia - BVC	10.000	0,1%

Fuente: Acta 42 – Asamblea General de Accionistas, XM S.A. E.S.P.

El domicilio de la Empresa se encuentra en la ciudad de Medellín – Antioquia. Los datos generales de la empresa XM S.A. E.S.P., se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3 Datos Generales de la Empresa.

<b>TIPO DE SOCIEDAD:</b>	Sociedad Anónima
<b>RAZÓN SOCIAL:</b>	XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.
<b>SIGLA:</b>	XM S.A. E.S.P.
<b>NIT:</b>	900.042.857 – 1
<b>ID RUPS:</b>	20481
<b>REPRESENTANTE LEGAL:</b>	María Nohemí Arboleda Arango
<b>ACTIVIDAD DESARROLLADA:</b>	Operador del Mercado (SIN)
<b>AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN:</b>	2005
<b>AUDITOR - AEGR:</b>	CASO Auditorías & Consultorías S.A.S.
<b>CLASIFICACIÓN:</b>	Zona Interconectada
<b>FECHA ÚLTIMA ACTUALIZACIÓN RUPS:</b>	20 de noviembre de 2025

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

<sup>1</sup> Tomando como operacionales los ingresos producto de los dividendos ganados en las inversiones patrimoniales en otras compañías.

## 5.2. Aspectos Administrativos

Para el desarrollo de sus funciones, XM S.A. E.S.P., cuenta con una planta de 465 personas contratadas directa e indirectamente por la compañía tal y como se muestra en la siguiente Tabla 4.

Tabla 4. Planta de Personal.

TIPO DE CONTRATACIÓN	NO. DE EMPLEADOS
Contratadas de forma directa	408
Aprendices SENA	6
<b>Planta Directa</b>	<b>414</b>
Contratistas	5
Personal en misión	46
<b>Total Planta Directa e Indirecta</b>	<b>465</b>



Fuente: XM S.A. E.S.P.

Las funciones de XM S.A. E.S.P., comprenden de manera general, las correspondientes a la prestación de los servicios del Centro Nacional de Despacho (CND), el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC).

A continuación, se relacionan las funciones que, de acuerdo con la regulación vigente, desempeñan cada una de las citadas dependencias de XM S.A. E.S.P.

### CND. DEFINICIÓN

Según lo definido en el Artículo 1º de la Resolución CREG 024 de 1995, el Centro Nacional de Despacho, CND, es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional. El Centro está encargado también de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al Reglamento de Operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.



 <p><b>Superservicios</b></p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	 <p><b>SIGME</b></p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------

## CND FUNCIONES

Según lo establecido en el Artículo 34° de la Ley 143 de 1994, las siguientes son las funciones del Centro Nacional de Despacho, CND:

“ARTÍCULO 34. El Centro Nacional de Despacho tendrá las siguientes funciones específicas, que deberá desempeñar ciñéndose a lo establecido en el Reglamento de Operación y en los acuerdos del Consejo Nacional de Operación:

- a) Planear la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica;
- b) Ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión incluyendo las interconexiones internacionales;
- c) Determinar el valor de los intercambios resultantes de la operación de los recursos energéticos del sistema interconectado nacional;
- d) Coordinar la programación del mantenimiento de las centrales de generación y de las líneas de interconexión y transmisión de la red eléctrica nacional;
- e) Informar periódicamente al Consejo Nacional de Operación acerca de la operación real y esperada de los recursos del sistema interconectado nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda;
- f) Informar las violaciones o conductas contrarias al Reglamento de Operaciones;

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

g) Las demás atribuciones que le confiera la presente Ley.”

#### ASIC. DEFINICIÓN



Según lo definido en el Artículo 1º de la Resolución CREG 024 de 1995, Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales. Dependencia del Centro Nacional de Despacho adscrita a Interconexión Eléctrica S.A. "E.S.P.", encargada del registro de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía en la bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).

#### FUNCIONES DEL ASIC

Según lo establecido en el Artículo 29º de la Resolución CREG 024 de 1995, las siguientes son las funciones del ASIC:



“ARTÍCULO 29. RESPONSABILIDADES Y DEBERES DEL ADMINISTRADOR DEL SIC. Las siguientes son las responsabilidades del Administrador del SIC:

- a) Realizar la operación diaria del SIC.
- b) Realizar los respaldos de información definidos por las resoluciones de la CREG.
- c) Mantener en forma segura los equipos, software e información del SIC.
- d) Realizar la estimación de datos en el evento en que la información no se encuentre disponible en el momento requerido.

 <p><b>Superservicios</b></p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	 <p><b>SIGME</b></p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------

- e) Asegurarse que los programas de computador se encuentren bien instalados y conforme a las especificaciones por medio de pruebas cuando se realicen cambios.
- f) Modificar los programas de computador para implantar los cambios aprobados por la CREG a las reglas de funcionamiento del mercado mayorista en lo referente a los aspectos comerciales.
- g) Conservar los registros de las pruebas realizadas.
- h) Realizar recomendaciones para cambios en el sistema de información, facturación y bancos.
- i) Establecer, operar y mantener el sistema de información para facturación y bancos, cumpliendo con los plazos previstos para transferencias de dineros.
- j) Vigilar que los actos y contratos de las empresas en las transacciones de la bolsa de energía se ciñan a lo dispuesto en la presente resolución; y avisar a los interesados y a las autoridades; según el caso, si, a su juicio, hay incumplimiento de él.
- k) Informar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, y a la CREG, acerca de las violaciones o conductas contrarias a la presente resolución, y del cumplimiento de los actos y contratos para los cuales se haya pedido su colaboración.
- l) Tener a disposición de los agentes registrados ante el Administrador del SIC la versión actualizada de las especificaciones funcionales de los programas de computador utilizados en el SIC, y la descripción de los procedimientos detallados utilizados para la administración del SIC. La versión actualizada debe ser consistente



 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

con los cambios aprobados por la CREG y certificados por la auditoría al Administrador del SIC.

m) Suministrar la información solicitada por la Comisión o por la Superintendencia.

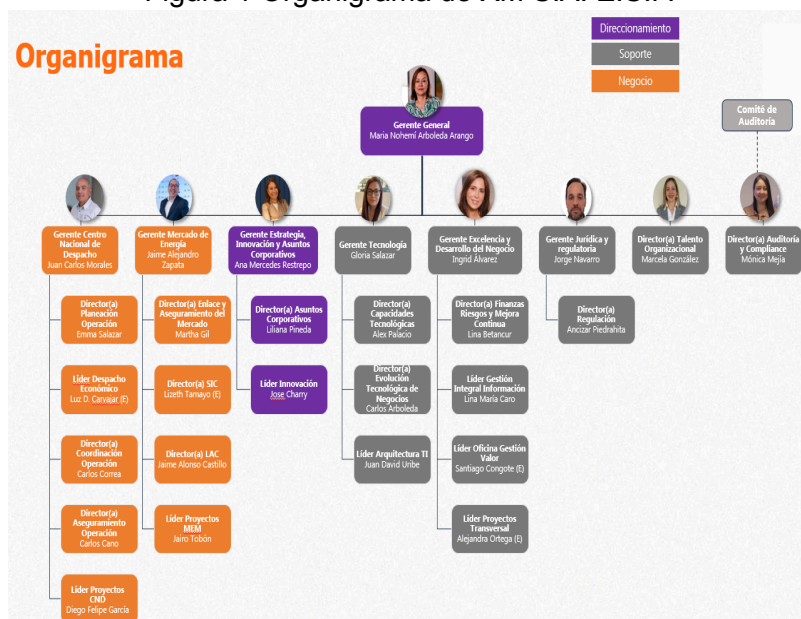
PARÁGRAFO 1o. El Administrador del SIC no responde por cualquier pérdida de beneficio a los participantes en la Bolsa de Energía, si se puede demostrar que ha actuado de buena fe y con la mejor información disponible.

PARÁGRAFO 2o. Al cumplir las funciones a las que esta resolución se refiere, el Administrador del SIC actuará como administrador de recursos ajenos, y en interés de terceros, sin que los ingresos que recibe puedan aumentar su propio patrimonio, salvo por la parte que, de acuerdo con las tarifas que señale la CREG, equivalgan a la remuneración por sus servicios.”

#### **FUNCIONES DEL LAC**

Según lo definido en el Artículo 1º de la Resolución CREG 015 de 2018, el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), es la Entidad encargada de la liquidación y administración de cuentas de los cargos por uso de las redes del SIN que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación vigente.

Figura 1 Organigrama de XM S.A. E.S.P.



Fuente: XM S.A. E.S.P.

### 5.3. Aspectos Financieros

#### 5.3.1. Clasificación de Riesgo

Conforme al Artículo 16 del decreto 1369 de 2020, son funciones comunes de las Superintendencias:

*“(...) Evaluar la gestión técnica, operativa, financiera, comercial, administrativa y tarifaria de los prestadores de servicios públicos domiciliarios de acuerdo con los indicadores o procedimientos definidos por las Comisiones de Regulación y el ordenamiento jurídico aplicable y publicar los resultados de las respectivas evaluaciones. (...)”*

En cumplimiento de lo anterior, la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el 2025 realizó el cálculo del riesgo financiero con la última información disponible, es decir, la información financiera cargada por el prestador en el año 2024 en el Sistema Único de Información - SUI; sin embargo, esta función se materializa a través de las resoluciones CREG 072 de 2002 modificada por la Resolución CREG 034 de 2004 en las cuales se desarrolla un modelo logístico que tiene en cuenta las actividades de la cadena de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica como lo son: la



Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, sin incluir la actividad como operador de mercado. En ese orden de ideas, el modelo descrito en las resoluciones anteriormente nombradas no resulta aplicable para XM S.A. E.S.P.

A pesar de que la norma no contempla la actividad realizada por XM S.A. E.S.P., la Dirección Técnica de Gestión de Energía ha realizado el análisis del comportamiento financiero de la empresa a través del cálculo de los indicadores financieros relevantes, con el fin de tener un concepto de la empresa y poder emitir alertas con el fin de asegurar la viabilidad financiera de la misma. A continuación, en la Tabla 5 se comparten los principales indicadores financieros calculados a partir de la información financiera cargada al SUI:

Tabla 5. Principales Indicadores Financieros.

RAZONES FINANCIERAS		2023	2024	sep-25
<b>Liquidez</b>				
	Razón Corriente	1,4	1,6	1,6
	Capital de Trabajo	57.000	50.646	36.707
<b>Eficiencia</b>				
	Rotación de Cartera	48	24	30
	Rotación Proveedores	81	92	66
	Ciclo Operacional	48	24	30
	Rotación Activo	0,7	1,3	1,1
<b>Endeudamiento</b>				
	Leverage	6,6	5,0	6,0
	Endeudamiento Total	87%	83%	86%
	Endeudamiento Financiero			
	End.Financ. / EBITDA		0,0	0,0
	Cobertura de Intereses			
	Costo Financiero Promedio			
<b>Dinámica y Rentabilidad</b>				
	Crecimiento de las Ventas		53,8%	-17,0%
	Margen Ebitda		11,2%	6,8%
	Margen Operacional	7,0%	5,1%	5,7%
	Margen Neto	6,2%	3,3%	2,0%
	ROE	31,6%	25,6%	15,6%
	ROA	4,7%	6,6%	6,4%

Fuente: Cargue anual XBRL.

 <p><b>Superservicios</b></p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------

Desde el punto de vista de los indicadores financieros, no se observan problemas de liquidez, en la medida en que la rotación de la cartera comercial se ubica alrededor de un mes y corresponde principalmente al reconocimiento contable de servicios prestados y no facturados, lo cual refleja una cartera al día.

Si bien se evidencia una estructura patrimonial con un nivel elevado de pasivos, esta situación responde a la naturaleza normativa y contable bajo la cual opera XM S.A. E.S.P., conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera, en particular la NIC 38 – Activos intangibles, los proyectos de inversión asociados al objeto misional y regulatorio de la empresa se reconocen en el activo, con su correspondiente contrapartida en el pasivo, a través de ingresos diferidos asociados a la recuperación de dichas inversiones mediante cargos regulados<sup>2</sup>.

Este esquema hace parte de la presentación presupuestal y del plan anual de inversiones que XM S.A. E.S.P. somete a aprobación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, con el fin de definir los cargos a cobrar a los agentes del mercado por la prestación de los servicios asociados a la operación del Sistema Interconectado Nacional y la administración del mercado de energía mayorista. En consecuencia, la empresa no presenta endeudamiento financiero, y sus pasivos corresponden principalmente a cuentas por pagar a proveedores, obligaciones laborales, impuestos e ingresos diferidos asociados a la facturación de inversiones.

En cuanto a la rentabilidad, los márgenes se mantienen positivos; no obstante, se observa una disminución en los períodos 2024 y al corte de septiembre de 2025, explicada por una menor rentabilidad en otras inversiones y por el efecto de base estadística derivado de la baja de activos asociados al proyecto SAM (Sistema Administrativo del Mercado). De

---

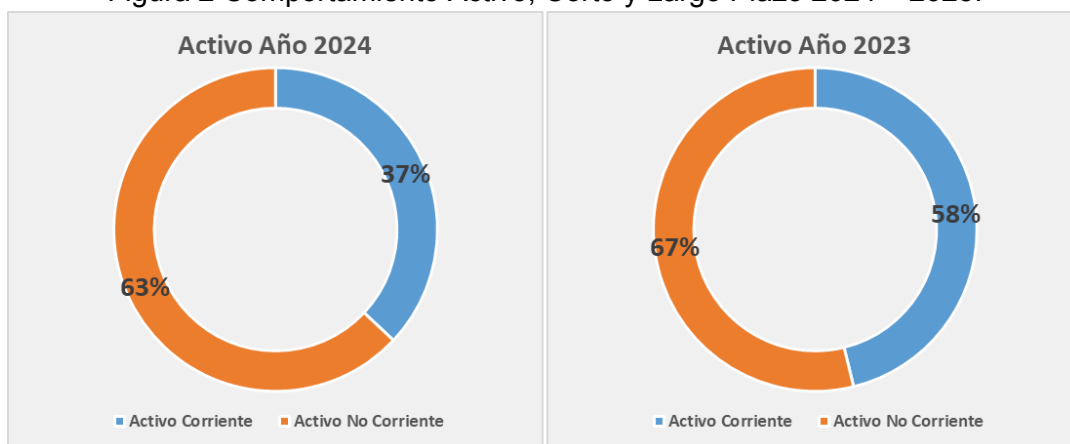
<sup>2</sup> El esquema tarifario para remunerar los servicios del Centro Nacional de Despacho – CND, Administración del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC y el Liquidador y Administrador de Cuentas – LAC, se estableció en la Resolución CREG 174 de 2013, 014 de 2014 y 175 de 2016.

acuerdo con el tratamiento NIIF, la baja de estos activos genera simultáneamente el reconocimiento de un gasto contable y la reversión del ingreso diferido asociado, produciendo un efecto neto neutral sobre el resultado operacional, lo cual constituye la forma contable de reflejar la extinción del activo al dejar de generar beneficios económicos futuros.

### 5.3.2. Estado de Situación Financiera y Estado de Resultados

Para el año 2024, teniendo en cuenta los estados financieros de la empresa en su totalidad (todas las actividades), se observó que los activos de XM S.A. E.S.P., se encontraban apalancados en 5 veces, con un nivel de endeudamiento del 83%. A continuación, se describe el Activo de la empresa en la Figura 2.

Figura 2 Comportamiento Activo, Corto y Largo Plazo 2024 – 2023.



Fuente: Cargue Anual XBRL.

Los activos de la empresa se encuentran concentrados en un 37% en los activos de corto plazo, siendo el efectivo el más importante. En el activo no corriente, los activos intangibles representan el 39% del total activos de la compañía seguido por la propiedad planta y equipo que básicamente son equipos de computación, montajes y adecuaciones. En la Tabla 6 se desglosa las principales cuentas del activo.



 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

Tabla 6 Estado de Situación Financiera Comparativo 2024-2023 (Pesos).

ACTIVOS	2024	AV	2023	AV	AH
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 39.133.496.000	11%	\$ 135.464.085.000	31%	-71%
Cuentas comerciales por cobrar por venta de bienes corrientes	\$ 28.545.551.000	8%	\$ 37.711.465.000	9%	-24%
Cuentas por cobrar partes relacionadas y asociadas corrientes	\$ 6.150.392.000	2%	\$ 5.166.221.000	1%	19%
Otras cuentas por cobrar corrientes		0%	\$ 746.471.000	0%	-100%
Activos por impuestos corrientes	\$ 450.836.000	0%	\$ -	0%	N/A
Otros activos financieros corrientes	\$ 20.200.368.000	6%	\$ 23.151.664.000	5%	-13%
Otros activos no financieros corrientes	\$ 35.113.307.000	10%	\$ -	0%	N/A
<b>Total de activos corrientes</b>	<b>\$ 129.593.950.000</b>	<b>37%</b>	<b>\$ 202.239.906.000</b>	<b>46%</b>	<b>-36%</b>
Propiedades, planta y equipo	\$ 40.444.322.000	12%	\$ 36.457.259.000	8%	11%
Activos intangibles distintos de la plusvalía	\$ 136.099.683.000	39%	\$ 160.862.869.000	37%	-15%
Inversiones en subsidiarias presentadas en estados financieros separados	\$ 13.215.225.000	4%	\$ 11.681.139.000	3%	13%
Inversiones en negocios conjuntos presentadas en estados financieros separados	\$ 1.146.512.000	0%	\$ 1.026.408.000	0%	12%
Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes	\$ 13.623.490.000	4%	\$ 9.899.968.000	2%	38%
Activos por impuestos diferidos	\$ 10.352.605.000	3%	\$ 10.069.116.000	2%	3%
Otros activos financieros no corrientes	\$ 5.674.089.000	2%	\$ 5.674.089.000	1%	0%
<b>Total de activos no corrientes</b>	<b>\$ 220.555.926.000</b>	<b>63%</b>	<b>\$ 235.670.848.000</b>	<b>54%</b>	<b>-6%</b>
<b>Total de activos</b>	<b>\$ 350.149.876.000</b>	<b>100%</b>	<b>\$ 437.910.754.000</b>	<b>100%</b>	<b>-20%</b>

Fuente: Cargue Anual XBRL.

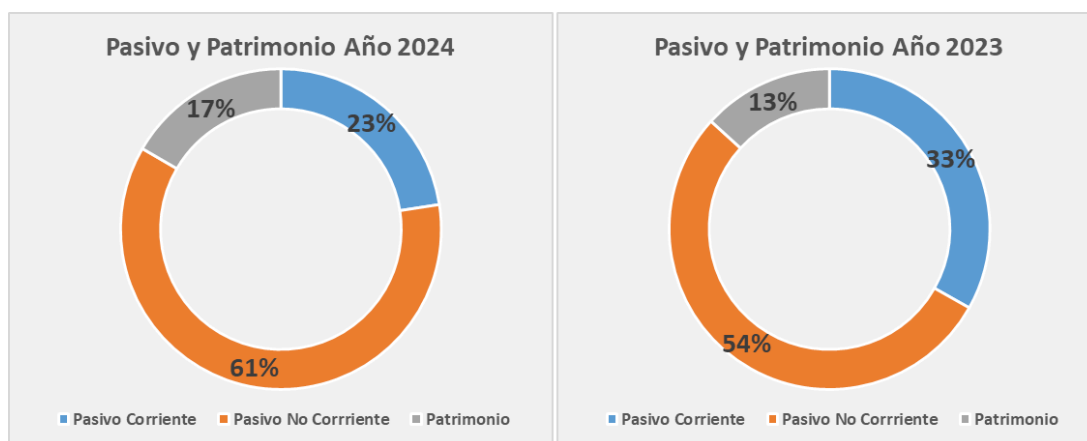
En el activo corriente, la disminución más representativa se observa en la cuenta de efectivo. Esta cuenta corresponde a los saldos a favor de los agentes del mercado debido a una subejecución del plan de inversiones lo que significó una devolución de los dineros aportados por los agentes del mercado vía cargos aprobados por la CREG. El monto por devolver en el año 2023 se estableció en COP \$80.948 millones.

En la vigencia 2024, la cuenta “Otros activos no financieros corrientes”, corresponde a una inversión en CDT por COP \$20.200 millones y la contabilización de los valores sobre ejecutados por inversiones reguladas las cuales se cobrarán a los agentes del mercado vía mayor valor de la facturación para la misma vigencia<sup>3</sup>.

En el activo no corriente, la disminución de la cuenta de activos intangibles corresponde básicamente a la baja de los activos asociados al proyecto del Sistema Administrativo del Mercado – SAM<sup>4</sup> una vez la administración decide terminar el contrato de ejecución, esto implicó la baja de COP \$57.537 millones por concepto de Intangibles en desarrollo, COP \$22.427 millones por concepto de intangibles amortizables netos y COP \$117 millones por otros conceptos. En total, se dio de baja a COP \$80.081 millones en activos no realizables.

En la Figura 3 se describe la composición del Pasivo y el Patrimonio de XM S.A. E.S.P.:

Figura 3 Pasivo y Patrimonio 2024 – 2023.



Fuente: Cargue Anual XBRL.

En la Tabla 7 se desglosan las principales cuentas del Pasivo y Patrimonio.

Tabla 7 Estado de Situación Financiera Comparativo 2024-2023 (Pesos).

PASIVO Y PATRIMONIO	2024	AV	2023	AV	AH
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	\$ 14.317.126.000	4%	\$ 11.832.091.000	3%	21%

<sup>3</sup> Una de las principales conclusiones en el análisis de los estados financieros de XM S.A. E.S.P. tiene que ver con la subejecución del plan de inversiones en el año 2023, situación que se revierte en el año 2024 en el cual se sobre ejecutó.

<sup>4</sup> El proyecto buscaba la renovación de varios aplicativos asociados al ASIC y al LAC.

Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes	\$ 40.846.285.000	12%	\$ 31.309.490.000	7%	30%
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes	\$ 12.894.721.000	4%	\$ 11.252.490.000	3%	15%
Cuentas por pagar partes relacionadas y asociadas corrientes	\$ 3.883.127.000	1%	\$ 3.914.066.000	1%	-1%
Otras cuentas comerciales por pagar corrientes	\$ 4.816.478.000	1%	\$ 1.576.556.000	0%	206%
Pasivos por impuestos corrientes, corriente		0%	\$ 3.010.534.000	1%	-100%
Otros pasivos no financieros corrientes	\$ 2.189.858.000	1%	\$ 82.349.679.000	19%	-97%
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>\$ 78.947.595.000</b>	<b>23%</b>	<b>\$ 145.244.906.000</b>	<b>33%</b>	<b>-46%</b>
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ 23.766.302.000	7%	\$ 24.072.604.000	5%	-1%
Otros pasivos no financieros no corrientes	\$ 189.260.814.000	54%	\$ 210.606.200.000	48%	-10%
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>\$ 213.027.116.000</b>	<b>61%</b>	<b>\$ 234.678.804.000</b>	<b>54%</b>	<b>-9%</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>\$ 291.974.711.000</b>	<b>83%</b>	<b>\$ 379.923.710.000</b>	<b>87%</b>	<b>-23%</b>
Capital emitido	\$ 14.829.000.000	4%	\$ 14.829.000.000	3%	0%
Ganancias acumuladas	\$ 11.090.462.000	3%	\$ 12.744.030.000	3%	-13%
Reserva legal	\$ 7.414.501.000	2%	\$ 7.414.500.000	2%	0%
Otras reservas	\$ 24.841.202.000	7%	\$ 22.999.514.000	5%	8%
Total patrimonio	\$ 58.175.165.000	17%	\$ 57.987.044.000	13%	0%
<b>Total patrimonio y pasivos</b>	<b>\$ 350.149.876.000</b>	<b>100%</b>	<b>\$ 437.910.754.000</b>	<b>100%</b>	<b>-20%</b>

Fuente: Cargue Anual XBRL.

Los proveedores representan el 18% del total pasivo, el restante del pasivo corriente corresponde a pasivos laborales y cuentas por pagar con vinculados económicos. En el año 2023, la cuenta de “Otros pasivos no financieros” corresponde a la amortización de los ingresos anticipados por años anteriores, correspondiente a la baja de los activos relacionados con el activo SAM, proceso contable que finalizó en el año 2024 con la contabilización en el estado de resultados de este ingreso anticipado con su





correspondiente partida de gasto por retiro del activo. El pasivo de largo plazo está conformado fundamentalmente por los anticipos de ingresos recibidos por concepto de facturación de inversiones, llevando al estado de resultados únicamente la parte que se va ejecutando sobre el activo financiado con recursos de los agentes vía cobro de cargos aprobados por la CREG; esta cuenta representa el 65% del pasivo total. El restante corresponde a la valoración de pasivos laborales de largo plazo (cálculo actuarial).

El patrimonio, en cuanto a su estructura no refleja cambios significativos, sin embargo, dados los resultados operacionales en el año 2023, la Asamblea de Accionistas aprobó la repartición de dividendos por el 90% del resultado operacional lo que significó una repartición por COP \$16.467 millones, para el año 2025 la Asamblea de Accionistas aprobó la repartición del 100% de la utilidad generada en el año 2024.

A continuación, en la Tabla 8 se describen las principales cuentas del Estado de Resultados.

Tabla 8 Estado de Resultados Comparativo 2024 - 2023 (Pesos).

ESTADO DE RESULTADOS	2024	AV	2023	AV	AH
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 454.073.777.000	100%	\$ 295.183.519.000	100%	54%
Costo de ventas	\$ 209.148.924.000	46%	\$ 189.913.843.000	64%	10%
Ganancia bruta	\$ 244.924.853.000	54%	\$ 105.269.676.000	36%	133%
Otros ingresos	\$ 281.886.000	0%	\$ 615.581.000	0%	-54%
Gastos de administración	\$ 141.549.711.000	31%	\$ 84.469.263.000	29%	68%
Otros gastos	\$ 80.501.798.000	18%	\$ 92.413.000	0%	87011%
<b>Ganancia (pérdida) por actividades de operación</b>	<b>\$ 23.155.230.000</b>	<b>5%</b>	<b>\$ 21.323.581.000</b>	<b>7%</b>	<b>9%</b>
Ingresos financieros	\$ 9.624.535.000	2%	\$ 13.019.244.000	4%	-26%
Costos financieros	\$ 5.590.537.000	1%	\$ 3.079.991.000	1%	82%
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	\$ 3.553.275.000	1%	\$ 3.861.138.000	1%	-8%
Otros ingresos (gastos) procedentes de subsidiarias, entidades controladas de forma conjunta y asociadas	-\$ 299.581.000	0%	-\$ 340.268.000	0%	-12%
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>\$ 30.442.922.000</b>	<b>7%</b>	<b>\$ 34.783.704.000</b>	<b>12%</b>	<b>-12%</b>
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias corriente	\$ 15.522.886.000	3%	\$ 16.475.199.000	6%	-6%

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

ESTADO DE RESULTADOS	2024	AV	2023	AV	AH
Ganancia (pérdida)	\$ 14.920.036.000	3%	\$ 18.308.505.000	6%	-19%

Fuente: Cargue Anual XBRL.

Como se anotó anteriormente, el funcionamiento de XM S.A. E.S.P. se encuentra regulado por la CREG y la CNO, teniendo como premisa que los cargos aprobados por concepto del servicio del CND, ASIC y el LAC, se forman a partir de los planes de inversión presentados por XM S.A. E.S.P. a la CREG para su aprobación, por ejemplo, para el año 2024 se aprobaron los siguientes rubros de acuerdo con la Resolución CREG 501053 de 2024,

Tabla 9

Tabla 9. Rubros Aprobados - Resolución CREG 501053 de 2024.

RUBRO	COP 2013 <sup>5</sup>	COP 2024	%
PAI <sup>6</sup>	\$ 73.667.635.820	\$ 131.971.206.904	40%
APAI <sup>6</sup>	\$ 28.498.394.378	\$ 51.053.185.826	15%
GOPI <sup>6</sup>	\$ 82.257.593.437	\$ 147.359.607.270	45%
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 184.423.623.635</b>	<b>\$ 330.384.000.000</b>	<b>100%</b>

Fuente: Cargue Anual XBRL.

La tarifa remunera cuatro componentes los cuales se presentan de forma comparativa en la

Tabla 10:

Tabla 10 Componentes Rubros Aprobados.



COMPONENTE	AÑO 2025 - PLAN	AÑO 2024	AÑO 2023	% AÑO 2025
Inversión	\$ 190.750	\$ 96.071	\$ 185.704	44%
Gasto Operativo	\$ 163.645	\$ 144.613	\$ 120.863	38%
GMF	\$ 77.533	\$ 85.734	\$ 74.501	18%
Margen	\$ 4.162	\$ 3.967	\$ 3.709	1%
<b>Total</b>	<b>\$ 436.091</b>	<b>\$ 330.384</b>	<b>\$ 384.777</b>	<b>100%</b>

Fuente: Cargue Anual XBRL.

Como generalidad se tiene una participación del margen de ganancia alrededor del 1% sobre los cargos aprobados. Como se puede observar, en el año 2024 el cargo por

<sup>5</sup> La Resolución pública los valores aprobados en pesos del año 2013 por lo cual estos deben ser llevados a valor presente. El valor por COP \$330.384 millones fue informado por XM S.A. E.S.P.

<sup>6</sup> Programa anual de inversiones (PAI), Ajuste al programa anual de inversiones (APAI) y Gastos operativos de referencia (GOPI).

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

concepto de inversión disminuyó drásticamente, la conciliación de este valor por COP \$330.384 millones se encuentra en el retiro de los activos asociados al proyecto SAM, esto aumentó en COP \$80 mil millones los ingresos operacionales de la compañía, de igual forma, para el año 2023 XM S.A. E.S.P. subejecutó ingresos por COP \$80 mil millones los cuales quedan como efectivo restringido para ser devueltos a los agentes del mercado.

De esta forma la variación de los ingresos operacionales de la compañía, a raíz de que los ingresos no vigilados representan menos del 2%, están dirigidos por el plan de inversiones que apruebe la CREG cada año, estos planes son presentados con una estructura de costos y gastos vigilada y aprobada por la CREG dejando el componente de margen de remuneración como la única ganancia real para la empresa<sup>7</sup>.

De esta forma, se explica cómo la estructura de ingresos, costos y gastos se encuentra regulada. La estructura no regulada se puede observar a través del ingreso por participación patrimonial de sus inversiones en otras sociedades por COP \$3.553 millones para el año 2024 o en los ingresos por servicios especializados por COP \$4.789 millones para el mismo año, sin embargo, esta última no generó utilidad para el año 2024.

### **5.3.3. Informe Revisoría Fiscal**

El informe de revisoría fiscal del año 2024 fue realizado por la firma Ernst & Young Audit S.A.S. la cual emitió una opinión sin salvedades. La opinión del Auditor se resume en el siguiente párrafo:

*“En mi opinión, los estados financieros adjuntos, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos sus aspectos de importancia, la situación financiera de la Compañía al 31 de diciembre de 2024, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por año terminado en esa fecha, de*

---

<sup>7</sup> XM S.A. E.S.P. puede demostrar eficiencias en su operación que le permitan un margen adicional, estas eficiencias traducidas en menores gastos operativos se reparten entre el mercado y la compañía previa aprobación de la CREG.

*conformidad con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia adoptadas por la Contaduría General de la Nación”.*

#### **5.4. Auditoría Externa de Gestión de Resultados**

Para la vigencia del año 2024, el informe de Auditoría Externa de Gestión de Resultados – AEGR, fue realizado por CASO Auditorías & Consultorías S.A.S. quienes en el tópico financiero mencionan que *“Al cierre de 2024 no observamos situaciones que puedan poner en peligro la viabilidad financiera de la Compañía y la continuidad del servicio. Adicionalmente con el análisis de las cifras, se observa que XM presenta la capacidad de obtener los recursos necesarios que le permitan prestar el servicio en el corto, mediano y largo plazo”.*

#### **5.5. Operación del Sistema Interconectado Nacional – SIN y Administración del Centro Nacional de Despacho – CND**

##### **5.5.1. Planeación energética y planeación eléctrica**

**5.5.1.1. Planeación de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión, descomposición funcional (planeamiento operativo energético y planeamiento operativo eléctrico) y temporal (largo plazo, mediano plazo, despacho económico y redespacho)**

##### **Aspectos Generales**

La planeación de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión, se realiza bajo los criterios indicados en el Artículo 12 de la Resolución CREG 055 de 1994 y bajo los lineamientos, así como los procedimientos establecidos en la regulación expedida por la CREG y en los Acuerdos Técnicos expedidos por el CNO, en particular la Resolución CREG 025 de 1995, que incluye el Código de Operación, el cual contiene los criterios,

procedimientos y requisitos de información necesarios para realizar el planeamiento de la operación.



### **Metodología y procedimientos utilizados para realizar el planeamiento operativo energético indicativo de largo plazo**

Respecto de la metodología y procedimientos utilizados para realizar el Planeamiento Operativo Energético Indicativo de Largo Plazo, el CND ejecuta una simulación con un horizonte de 5 años con etapas de resolución mensual, para lo cual, el modelo de optimización empleado, opera con los siguientes elementos:

#### **i. Información de entrada modelo de largo plazo energético**

El modelo de largo plazo energético emplea la siguiente información:

- ✓ Demanda: se consideran los escenarios de demanda del último pronóstico publicado por la UPME para el SIN, desagregados temporal y espacialmente.
- ✓ Hidrología: el estudio de largo plazo utiliza la base de datos histórica de los aportes hidrológicos del SIN, información que es suministrada al CND por los agentes operadores de dichas plantas en cumplimiento de lo establecido en el Acuerdo CNO 1420 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan. Se emplea un conjunto de escenarios aleatorios sintéticos, estructurados por el modelo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), que permite simular la operación del sistema bajo distintas condiciones probables, capturando así el riesgo y la variabilidad del entorno operativo.
- ✓ Escenarios de producción de fuentes renovables: a partir de información de las estaciones renovables que corresponde a la generación renovable histórica de las plantas solares y eólicas consideradas en los horizontes de planeamiento energético, la cual se construye a partir de información meteorológica obtenida del modelo de reanálisis atmosférico ERA5 del

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

Centro Europeo para Predicciones de Mediano y Largo Plazo (ECMWF, por sus siglas en inglés)

- ✓ Niveles Mínimos Operativos: se consideran los valores de los mínimos operativos, Nivel Mínimo Operativo Inferior y Nivel Mínimo Operativo Superior, que resultan del cálculo realizado estacionalmente por el CND, según lo establecido en la Resolución CREG 025 de 1995.
- ✓ Índices de Indisponibilidad: Para las plantas de generación se consideran los índices de indisponibilidad histórica (IH) e indisponibilidad de Corto Plazo (ICP) los cuales son actualizados mensualmente por el CND con base en la información operativa reportada por los agentes según lo establecido en el Acuerdo CNO 1866 de 2024 y de acuerdo con la formulación definida en Anexo CO-1 de la Resolución CREG-025 de 1995 modificado por el Artículo 3o. de la Resolución CREG-113 de 1998.
- ✓ Costos de Combustible y Transporte: Esta información permite definir un escenario futuro de disponibilidad y costo para la generación térmica durante el horizonte de simulación.
- ✓ Mantenimientos de las unidades de generación del SIN: Corresponden a los mantenimientos reportados por los agentes que se encuentran en estado Solicitado, Aprobados y en Ejecución en el Sistema Integrado de Operación (SIO) para el horizonte de análisis.
- ✓ Fecha de Entrada y Retiro de activos: Las fechas de entrada y retiro de operación de diferentes activos del sistema, son actualizados por el CND previa notificación oficial de la empresa propietaria de dichos activos.
- ✓ Restricciones Eléctricas: De acuerdo con los resultados del Planeamiento Eléctrico, se incluyen en el modelo de optimización, las generaciones

mínimas por seguridad requeridas en el SIN y los límites de intercambio de las áreas operativas.

- ✓ **Parámetros técnicos de generadores:** Corresponden a los parámetros mínimos necesarios para las diferentes centrales de generación, vigentes, declarados por los agentes al CND.
- ✓ **Restricciones operativas de embalses:** Se consideran las siguientes restricciones: Volumen mínimo técnico, Volumen máximo. Nivel máximo físico de almacenamiento de agua en un embalse, Volumen mínimo operativo, Volumen de alerta (Mínimo Operativo Superior, MOS y Máximo valor entre el Mínimo Operativo Superior (MOS) y Nivel ENFICC).
- ✓ **Curva de Aversión al Riesgo (CAR) - Resolución mensual:** Restricción que se ingresa al modelo y que corresponde al porcentaje de la energía almacenable máxima del sistema que representa una región de operación agregada de los embalses bajo la cual hay incertidumbre de recuperación de reservas ante eventos extremos de sequía.
- ✓ **Condición inicial de los embalses:** Corresponde al volumen útil, reportado por los generadores (en cumplimiento del numeral 6.2 la Resolución CREG 025 de 1995).
- ✓ **Desbalances hídricos energéticos:** corresponden para cada sistema hidráulico, ya sea aislado o en cadena, a la diferencia entre el volumen diario reportado y el volumen estimado a partir de la condición inicial del embalse (volumen del día anterior), los aportes, la generación, el vertimiento y las descargas no turbinadas, según el caso.

- ✓ Red de transmisión eléctrica: Barras, líneas y transformadores (STN y STR) con sus respectivos parámetros y características para un modelo de flujo de carga DC, sin limitación en el transporte de energía para los elementos con nivel de tensión menor al STN.
- ✓ Intercambios internacionales: Mediante un modelo de inyecciones se representan los intercambios entre Colombia y Ecuador, asumiendo unos supuestos básicos según el comportamiento reciente y esperado de exportaciones o importaciones del SIN.
- ✓ Costos de racionamiento: Costo por unidad de energía que tendrá la Energía No Suministrada (ENS) en el análisis. Corresponde al valor vigente, último escalón del Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía publicado en la página de la UPME.

### **Metodología y procedimientos utilizados para realizar el planeamiento operativo energético indicativo de mediano plazo**

Optimización y simulación modelo de largo plazo energético: Para la optimización del planeamiento energético el CND emplea el SDDP (Programación Dinámica Dual Estocástica), algoritmo desarrollado para resolver problemas de optimización multietapa a gran escala bajo incertidumbre.

Para la ejecución del modelo de optimización, se define la Política Operativa, lo cual reúne los parámetros necesarios para realizar la optimización que permite calcular el costo del agua o Función de Costo Futuro (FCF), en la cual se determina las etapas del horizonte en las que es atractivo el uso del recurso hidráulico y en las cuales es necesario su almacenamiento.

Al respecto, los siguientes parámetros, corresponden a valores adecuados desde la experiencia y uso de las herramientas.



- i. Ejecución de la simulación: Una vez realizada la ejecución de la política operativa se ejecuta la simulación, proceso en el cual se optimizan los recursos energéticos del sistema para obtener índices de confiabilidad y evolución esperada de la operación a nivel mensual, para el horizonte de los 5 años de análisis.
- ii. Procesamiento de resultados: Una vez ejecutada la simulación, se consolidan todos los resultados y estos son utilizados para construir el Informe de Planeamiento Operativo Indicativo de Largo Plazo, que se publica mensualmente por parte del CND en los plazos establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995 y se ponen a disposición del público en general, incluyendo autoridades, agentes del sector y demás interesados.

### **Metodología y procedimientos utilizados para realizar el planeamiento operativo energético de mediano plazo**

- i. Información de entrada modelo de Mediano plazo energético

De acuerdo con lo descrito por X.M. S.A. E.S.P., para el modelo de mediano plazo energético, se toma la siguiente información de entrada:

- ✓ Demanda: Se consideran los escenarios de demanda del último pronóstico publicado por la UPME para el SIN, desagregados temporalmente (llevados a resolución horaria) y espacialmente (llevados a nivel de carga equivalente).
- ✓ Hidrología: En el estudio de mediano plazo se considera la base de datos histórica de caudales semanales construida con los registros reportados por los agentes operadores de las plantas hidráulicas despachadas centralmente, y complementada con la información operativa diaria reportada para los ríos del SIN. Para los análisis energéticos de mediano plazo se

consideran dos tipos de escenarios hidrológicos: determinísticos y estocásticos.

- ✓ Curva de Aversión al Riesgo (CAR) Resolución semanal: Restricción que se ingresa al modelo y que corresponde al porcentaje de la energía almacenable máxima del sistema que representa una región de operación agregada de los embalses bajo la cual hay incertidumbre de recuperación de reservas ante eventos extremos de sequía.
- ✓ Condición inicial de los embalses: Corresponde al volumen útil, reportado por los generadores en cumplimiento del numeral 6.2 la Resolución CREG 025 de 1995, en porcentaje de cada embalse del día anterior al lunes de la primera etapa de simulación.

Adicional a la información básica definida en el código de operación, al modelo de mediano plazo energético se ingresa la misma información que se ingresó al modelo de largo plazo descrita en el apartado anterior:

- ✓ Escenarios de producción de fuentes renovables
- ✓ Niveles Mínimos Operativos
- ✓ Índices de Indisponibilidad de generación
- ✓ Costos de Combustible y Transporte
- ✓ Mantenimientos de las unidades de generación del SIN
- ✓ Fecha de Entrada y Retiro de Elementos
- ✓ Restricciones Eléctricas
- ✓ Parámetros técnicos de generadores
- ✓ Restricciones operativas de embalses
- ✓ Desbalances hídricos energéticos

- ✓ Red de transmisión eléctrica

- ✓ Costos de racionamiento

ii. Optimización y Simulación modelo de mediano plazo energético.

El software de optimización para el planeamiento energético empleado por el CND es el SDDP (Programación Dinámica Dual Estocástica), algoritmo desarrollado para resolver problemas de optimización multietapa a gran escala bajo incertidumbre.

iii. Ejecución del modelo de optimización de mediano plazo energético



Para la ejecución del modelo de optimización, se realizan los siguientes pasos:

- ✓ Definición de la Política Operativa: Corresponde a los parámetros necesarios para realizar la optimización que permite calcular el costo del agua o Función de Costo Futuro (FCF) en la cual se determina en qué etapas del horizonte es atractivo el uso del recurso hidráulico y en cuales es necesario su almacenamiento.
- ✓ Ejecución de la simulación: Una vez realizada la ejecución de la política operativa se ejecuta la simulación de la operación de los recursos del sistema para obtener índices de confiabilidad y evolución esperada de la operación a nivel semanal para el horizonte de 2 años de análisis.
- ✓ Procesamiento de resultados: Una vez ejecutada la simulación, se consolidan todos los resultados y se construye el Informe de Planeamiento Operativo Energético Indicativo de Mediano Plazo, el cual es elaborado semanalmente en cumplimiento de la Resolución CREG 025 de 1995 y puesto a disposición del público en general, incluyendo autoridades, agentes del sector y demás interesados.

**Metodología y procedimientos utilizados para realizar el planteamiento operativo energético indicativo de corto plazo**

Respecto de lo relacionado con el análisis energético con resolución diaria de las primeras dos semanas, el CND elabora también el Informe de Planeamiento Operativo Energético Indicativo de Corto Plazo, para el cual se realiza un análisis determinístico utilizando la Función de Costos Futuros, resultado del análisis energético de mediano plazo con horizonte de 2 años. Para este análisis se usan los siguientes datos de entrada:

- i. Demanda: Se toma el pronóstico oficial de demanda para la primera semana de análisis, el cual es construido con base en la información reportada por los agentes en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 025 de 1995 y el Acuerdo CNO 1303 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.
- ii. Hidrología: Como supuesto para esta variable se utiliza una metodología de persistencia de los caudales afluentes a los embalses de las plantas hidráulicas de la última semana.
- iii. Pronósticos FERNC: Se utilizan los pronósticos de generación de cada una de las plantas solares y eólicas que se encuentran en operación comercial, para el horizonte de corto plazo (siguiente semana), los cuales son elaborados por el CND en el marco de lo establecido en la Resolución CREG 060 de 2019 y la Resolución CREG 148 de 2021. Estos pronósticos corresponden a los valores esperados de la generación de cada una de las plantas consideradas, para todas las horas de la siguiente semana de operación (de lunes a domingo).
- iv. Procesamiento de resultados: Como resultado de este análisis de resolución horaria se obtienen informes específicos como: el Balance Horario del SIN – MW, Porcentaje de participación FERNC para cubrir la demanda, Rampa de demanda neta (MW), Balance diario del SIN [GWh/día], Reserva caliente de generación – MW, Embalse Agregado SIN -, en el Informe de Planeamiento Operativo Indicativo de

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

Corto Plazo el cual es puesto a disposición del público en general, incluyendo autoridades, agentes del sector y demás interesados.

Tal como lo señala el artículo 12 de la Resolución CREG 055 de 1995 el cual fue actualizado posteriormente en el Código de Operación, luego de ejecutar el Planeamiento Energético Indicativo, con el modelo de optimización SDDP (Programación Dinámica Dual Estocástica) y con todos los supuestos y la información de entrada, se obtienen entre otros, los resultados esperados, que se describen a continuación:

#### **Determinación de las funciones de los costos incrementales de los embalses**

El modelo entrega el “Valor Marginal del agua” para cada uno de los embalses considerados en cada etapa y escenario hidrológico modelado. El valor del agua representa el costo de oportunidad de utilizar el agua almacenada en un momento dado en lugar de reservar para un uso futuro.

#### **Estimación de los niveles de los embalses, de la generación de las unidades térmicas e hidráulicas de los vertimientos de los embalses de los índices de confiabilidad y otras variables**

La solución del problema de optimización para estudios estocásticos o determinísticos incluye para cada etapa (mensual en largo plazo o semanal/diario en mediano plazo), bloque de carga, y escenario hidrológico, los valores del despacho de energía y potencia de cada recurso de generación (Recursos térmicos, hidráulicos y renovables).

En el caso de la generación hidráulica, la variable de decisión del modelo corresponde al caudal turbinado en cada central, cuyo producto con el factor de conversión (parámetro técnico reportado por los agentes) define la potencia en MW para atender parte de la demanda o carga del sistema.

En la generación térmica, el despacho en MW corresponde a la variable de decisión para este tipo de recurso. El producto del despacho térmico y el consumo específico o “Heat

Rate” (parámetro técnico reportado por los agentes) define el consumo de combustible de la central.

En caso de las Fuentes Renovables No Convencionales (FERNC), el despacho está determinado por un potencial de producción en MW obtenido de la conversión de la fuente primaria (Velocidad de viento en el caso de las eólica y radiación solar en caso de las solares) en el escenario supuesto.



Dependiendo de la disponibilidad de los recursos primarios de generación (aportes hídricos, combustibles y potenciales eólicos y solares) y de transmisión en el horizonte, el resultado de la optimización puede incluir eventuales cortes de carga o vertimientos (hídricos o renovables).

En caso de presentarse demanda no atendida o déficit en los estudios, el ejercicio de planeamiento operativo contempla el cálculo de indicadores de confiabilidad que están definidos en el código de operación (Resolución CREG 025 de 1995). Dichos indicadores (VERE- Valor Esperado de Racionamiento, VEREC Valor Esperado de Racionamiento Condicionado y Número de Casos) son medidas estándares usadas internacionalmente para evaluar la severidad o impacto de la energía no servida y la confiabilidad del sistema.

La Evaluación de los índices de confiabilidad es presentada al Consejo Nacional de Operación en forma permanente y a las autoridades que lo requieran como lo establece la normatividad vigente.

Adicional a todas las variables anteriormente mencionadas, el modelo también entrega valores de consumos de combustibles, transferencias entre áreas eléctricas del SIN, aportes y reservas por región, entre otras.

La solución del problema de optimización para estudios estocásticos o determinísticos incluye para cada etapa (mensual en largo plazo o semanal/diario en mediano plazo),

 <p><b>Superservicios</b></p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------

bloque de carga, y escenario hidrológico, los valores del despacho de energía y potencia de cada recurso de generación (Recursos térmicos, hidráulicos y renovables).

Las decisiones de caudal turbinado en los generadores hidráulicos están relacionadas con otras variables hidrológicas a través de ecuaciones del balance hídrico en las centrales como son los aportes afluentes (caudales naturales y descargas de otros recursos hidráulicos aguas arriba según la topología de la cadena), vertimientos y otras descargas (demandas de agua para otros sectores distintos de generación, caudales ambientales, entre otras).

Dependiendo de la disponibilidad de los recursos primarios de generación (aportes hídricos, combustibles y potenciales eólicos y solares) y de transmisión en el horizonte, el resultado de la optimización puede incluir eventuales cortes de carga o vertimientos (hídricos o renovables).

En caso de presentarse demanda no atendida o déficit en los estudios, el ejercicio de planeamiento operativo contempla el cálculo de indicadores de confiabilidad que están definidos en el código de operación (Resolución CREG 025 de 1995).

Dichos indicadores (VERE- Valor Esperado de Racionamiento, VERC Valor Esperado de Racionamiento Condicionado y Número de Casos) son medidas estándares usadas internacionalmente para evaluar la severidad o impacto de la energía no servida y la confiabilidad del sistema.

La evaluación de los índices de confiabilidad es presentada al Consejo Nacional de Operación en forma permanente y a las autoridades que lo requieran como lo establece la normatividad vigente.

Adicional a todas las variables anteriormente mencionadas, el modelo también entrega valores de consumos de combustibles, transferencias entre áreas eléctricas del SIN, aportes y reservas por región, entre otras

**Planeación indicativa de la operación bajo los criterios indicados en el artículo 12 de la Resolución CREG 055 de 1994**

La mencionada actividad es ejecutada por el Centro Nacional de Despacho CND bajo los lineamientos y procedimientos establecidos en la regulación vigente expedida por la CREG y en los Acuerdos Técnicos expedidos por el CNO, específicamente la Resolución CREG 025 de 1995, la cual contiene el Código de Operación, y la cual a partir de su fecha de publicación deroga todas las disposiciones que le fueran contrarias.

El mencionado Código de Operación contiene los criterios, procedimientos y requisitos de información necesarios para realizar el planeamiento de la operación, en donde se indica para el mismo lo siguiente:

- i. El planeamiento operativo se fundamenta en la planeación de la operación de los recursos disponibles de generación y transmisión en forma integrada, con el objetivo de minimizar los costos de operación del sistema, y procurando atender la demanda con los niveles de seguridad, confiabilidad y calidad de servicio.
- ii. Para realizar el Planeamiento Operativo se efectúa una descomposición funcional y temporal. La descomposición funcional considera el Planeamiento Operativo Energético y el Planeamiento Operativo Eléctrico.
- iii. La descomposición temporal establece un Largo Plazo de 5 años, un Mediano Plazo de 5 semanas, un Despacho Económico de 24 horas y un Redespacho de una hora.
- iv. El Planeamiento Operativo Energético de largo y mediano plazo tienen carácter indicativo, mientras el Planeamiento Operativo Eléctrico, el Despacho económico y el Redespacho tienen carácter obligatorio.”
- v. El Planeamiento Operativo Energético de largo y mediano plazo consiste en la planeación de la operación de los recursos energéticos hidráulicos, térmicos, solares fotovoltaicos y eólicos con el objetivo de evaluar de forma integrada la suficiencia de



los recursos de generación para proporcionar a los usuarios el suministro continuo de energía eléctrica.

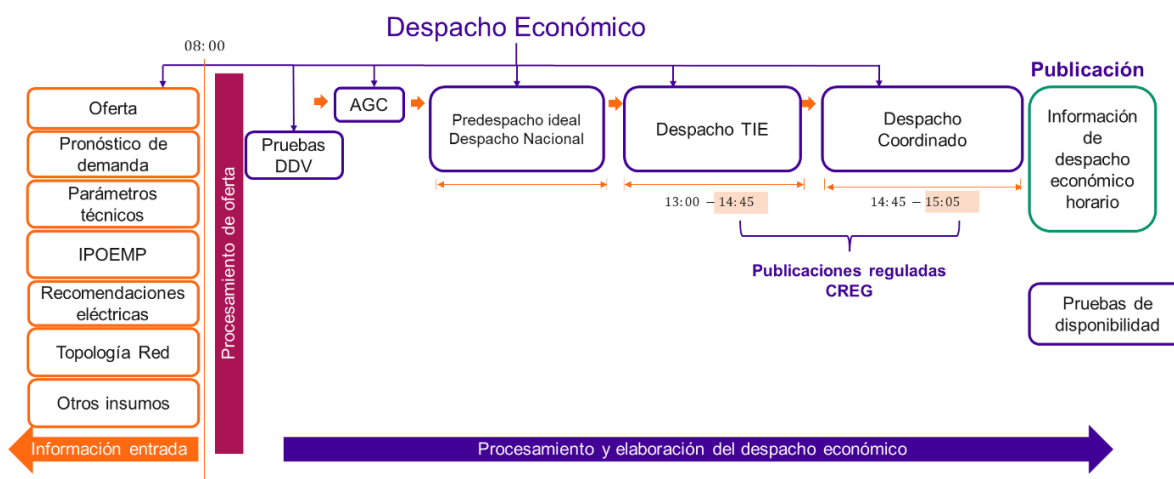
- vi. El Planeamiento Operativo Energético de Largo Plazo se realiza para un horizonte de cinco (5) años con resolución mensual y el Planeamiento Operativo de Mediano Plazo para un horizonte de dos (2) años con resolución semanal y para las dos primeras semanas, con resolución horaria.

### **Despacho económico horario de los recursos de generación sujetos a despacho central y de las transferencias de energía por interconexión internacionales**

El despacho económico horario es el proceso mediante el cual el CND determina, cada hora, la asignación de energía y reserva secundaria para las plantas de generación del SIN, con el objetivo de atender la demanda horaria y minimizar los costos de generación y propender por la seguridad, confiabilidad y calidad del servicio eléctrico.



Diariamente se realiza el proceso del despacho económico, para el horizonte del día siguiente de operación con resolución horaria, el cual se puede observar Figura 4.

Figura 4 Proceso del despacho económico, para el horizonte del día siguiente de operación.



Fuente: XM S.A. E.S.P.

Para realizar el proceso del despacho económico se requiere la siguiente información de entrada:

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

i. Información entrada al despacho económico



- ✓ Oferta: Información suministrada diariamente por las empresas generadoras al CND antes de las 08:00 horas, a través del aplicativo dispuesto por el CND (CNDnet durante el 2024 - hasta abril de 2025 y RIO desde mayo de 2025, o en el aplicativo medio alternativo en caso de falla del medio principal). Al respecto se cumplen las siguientes etapas:
- ✓ Declaración de disponibilidad horaria de generación para cada unidad de generación expresada en valores enteros en MW.
- ✓ Información confidencial de una única oferta de precio para las veinticuatro (24) horas expresadas en valores enteros de COP\$/MWh por cada recurso de generación, excepto las cadenas de generación, que harán ofertas de precio en forma integral por cadena.
- ✓ Precios de arranque-parada: Información de precio de arranque generación térmica en el despacho económico, que las empresas generadoras con plantas y/o unidades térmicas declaran al CND el último día de los meses de diciembre, marzo, junio y septiembre de cada año.
- ✓ Información ofertada de disponibilidad horaria para el Control Automático de Generación – AGC – por unidad y por planta de los recursos de generación habilitados para prestar este servicio de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 198 de 1997.
- ✓ Información ofertada de pruebas: Información por unidad de generación hecha por los agentes generadores al CND, las cuales son aquellas que permiten a las unidades de generación modificar su comportamiento operativo respecto al despacho programado (pruebas autorizadas) o que deben cumplir lo programado (pruebas no autorizadas), con el fin de realizar verificaciones técnicas, ajustes o

validaciones necesarias para contar con la seguridad y eficiencia del generador.

Estas pruebas están reguladas por la Resolución CREG 121 de 1998, la CREG 044 de 2020, y las pruebas autorizadas detalladas en el Acuerdo CNO 1672 de 2023.

- ✓ Información de número de inversores horario para cada recurso de generación basado en esta tecnología de electrónica de potencia para validar la potencia nominal del recurso en concordancia con el número de inversores disponibles, según lo previsto en la Resolución CREG 060 de 2019.
- ✓ Información ofertada de Mínimo Obligatorio – MO – corresponde a la cantidad de energía mínima que algunos recursos de generación hidráulicos están en la obligación de generar por compromisos ambientales asociados a la necesidad de mantener caudales ecológicos mínimos en cuerpos de agua, preservar condiciones de oxigenación y evitar impactos negativos sobre ecosistemas acuáticos.
- ✓ Zona No operativa –ZNO – corresponde a una restricción caracterizada por un límite inferior y superior, previamente autorizada por el CNO, donde una planta hidráulica no puede operar sin incumplir las condiciones ambientales exigidas.
- ✓ Información ofertada horaria de desconexión DDV (Demanda Desconectable Voluntaria), que corresponde a la cantidad de energía a reducir por hora expresada en MWh que declara el agente generador para cada una las plantas de generación referenciada por contrato DDV de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 101 019 de 2022.

Pronóstico de demanda: Corresponde a la estimación horaria de la cantidad de energía eléctrica que se espera consumir en el Sistema Interconectado Nacional – SIN –. Se

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

construye a partir del pronóstico de demanda enviado al CND por los agentes encargados de cada uno de los Mercados de Comercialización - MC

Además de lo anterior, se contemplan: Parámetros técnicos de los agentes, recomendaciones del Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo – IPOEMP, programa de mantenimientos programados, mantenimientos de emergencia, recomendaciones eléctricas, topología de la red y otros insumos:

Respecto de Condiciones y Reservas Operativas, se contemplan: Condiciones iniciales, Reserva AGC - Control Automático de Generación y Reserva terciaria:

Se contemplan también Costos Regulatorios, de la siguiente manera: Costo Equivalente de la Energía – CEE - en \$/MWh (cálculo realizado por el CND por mandato de la CREG, y ejecutado cada mes para valorar la energía de los generadores, de acuerdo con la Resolución CREG 079 de 2006), Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas - FAZNI - en \$/MWh, el cual se calcula anualmente por el ASIC de acuerdo con la Resolución CREG 232 de 2015.

Se consideran Cargos regulatorios usados para las TIES, en este caso, Cargos Uso Sistema de Transmisión Regional (STR), Cargos Uso Sistema de Transmisión Regional (STR), Cargos CND ASIC, Costos Pérdidas STN, Costos Pérdidas STR, PRRj Promedio ponderado horario de la reconciliación positiva, Costos Fijos (Costos asociados a los recursos térmicos), Umbral, Capacidad del enlace.

En cuanto a Datos Hidrológicos, se incluye la Intervención por ENFICC, es decir, el conjunto de plantas cuyo valor del embalse es menor o igual al nivel de ENFICC probabilístico.

Respecto del Mecanismo EVE (Energía Vendida y Embalsada), el Nivel de embalse que se refiere al volumen útil de agua almacenada en un embalse y los factores de conversión, que permiten transformar variables hidráulicas (como caudal turbinado) en potencia eléctrica

(MW), son parámetros técnicos reportados por los agentes y utilizados en modelos de despacho energético.

En cuanto a la Contabilización de Energía Vendida y Embalsada, al inicio de cada día, el ASIC realiza la contabilización de la EVE acumulada que tiene el recurso de generación hidroeléctrico, la cual será tenida en cuenta por el CND para realizar el despacho en el día d (entendiéndose d como el día actual) para la operación del día d+1, según la regulación asociada al Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento.



En cuanto a las Transferencias internacionales (Sin condiciones TIE), la Solicitud de atención demanda internacional, se refiere a la cantidad de energía, expresada en MW/h, solicitada por un comercializador para cubrir una demanda internacional, que no está contemplada dentro del esquema TIE, mientras que la solicitud de suministro internacional, se refiere a la cantidad de energía, expresada en MW/h, que puede suministrar a Colombia el país exportador, que no está contemplada dentro del esquema TIE.

#### ii. Procesamiento de oferta

Pasadas las 08:00 horas, diariamente, el CND aplica las siguientes reglas previstas en la reglamentación y normatividad para el procesamiento de la oferta: Validación de precio de oferta (plantas Despachadas Centralmente), Validación de configuración térmicas no ciclo combinado, Validación de Precio arranque - parada (plantas térmicas Despachadas Centralmente), Validación de declaración de disponibilidad horaria, Validación de disponibilidad de AGC - Control Automático de Generación.

#### iii. Procesamiento y elaboración del Despacho económico

Una vez realizadas las validaciones en las ofertas recibidas, inicia el procesamiento y elaboración del Despacho económico que está compuesto de las siguientes actividades: Programación de pruebas DDV, Procesamiento de demanda no atendida, Asignación AGC - Control Automático de Generación, Predespacho ideal, Despacho nacional, Despacho de

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

Transacciones Internacionales de Electricidad – TIE –,Cálculo de la oferta TIE, Activación TIE, Programación TIE, Procedimiento para la programación de exportaciones Resoluciones MME, Despacho coordinado, Pruebas de disponibilidad, Aplicación estatuto de desabastecimiento, Adquisición de compromisos de Energía.

iv. Publicación de información de despacho económico horario



La información soporte del Despacho económico horario publicada corresponde a los siguientes elementos: Oferta (las ofertas consideradas en el Despacho Económico agrupada por agente y por planta se publican en el FTPS operativo), Programación pruebas DDV, Demanda No atendida Programada, Asignación de AGC, Predespacho ideal, Despacho Nacional, Despacho Coordinado, Pruebas de disponibilidad, Aplicación estatuto de desabastecimiento.

v. Informe de despacho

Diariamente el CND pone a disposición de los agentes un informe del Despacho, adicional a cada uno de los archivos antes mencionados, el cual incluye un resumen ejecutivo, informe de recomendaciones eléctricas, energéticas, DNA programada y el Despacho coordinado para cada uno de los recursos.

**Programación y despacho, según los criterios de confiabilidad y seguridad en la operación establecidos en el código de redes.”**

Con respecto al Despacho económico horario, actividad que ejecuta el Centro Nacional de Despacho CND bajo los lineamientos y procedimientos establecidos en la regulación vigente expedida por la CREG y en los Acuerdos Técnicos expedidos por el Consejo Nacional de Operación – CNO.

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

Tal como lo establece el Código de Operación, el cálculo del Despacho económico entrega como resultado el programa horario de generación para cada periodo de 24 horas del siguiente día de operación, de tal forma que se cubra la demanda total esperada con los recursos de generación disponibles más económicos ofertados por las empresas, cumpliendo las restricciones técnicas y eléctricas de las unidades generadoras, de las áreas operativas y del SIN, y la asignación de la reserva de generación.



También se entrega entre otras el programa de Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, -TIE, la programación de pruebas DDV, la aprobación de consignaciones de emergencia y las recomendaciones eléctricas.

Respecto de la metodología y procedimientos utilizados por el CND para realizar el Despacho Económico horario, dicho despacho, es el proceso mediante el cual el CND determina, cada hora, la asignación de energía y reserva secundaria para las plantas de generación del SIN, con el objetivo de atender la demanda horaria y minimizar los costos de generación y propender por la seguridad, confiabilidad y calidad del servicio eléctrico.

Diariamente se realiza el proceso del despacho económico, para el horizonte del día siguiente de operación con resolución horaria, el cual se puede observar en la imagen correspondiente al Numeral 2.1.1.6. junto con los procedimientos descritos en el citado Numeral.

#### **Supervisión del cumplimiento de los criterios de confiabilidad y seguridad en la operación establecidos en el código de redes.**

En primer término, a partir de lo definido en la Resolución CREG 025 de 1995, Código de Redes y en particular en las disposiciones contenidas en el Código de Operación que hace parte de este, para velar por el cumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad en el SIN en la planeación operativa y en la operación de tiempo real, el CND realiza lo definido

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

en el Numeral 2.2 “*PLANEAMIENTO OPERATIVO ELÉCTRICO*” de la Resolución mencionada.

En el citado Numeral, se indica que el objetivo del planeamiento de la operación eléctrica es garantizar que la operación integrada de los recursos de generación y transmisión cubra la demanda de potencia y energía del SIN con una adecuada confiabilidad, calidad y seguridad, para lo cual se emplean programas convencionales de flujo de cargas, estabilidad, cortocircuito y programas específicos de acuerdo con las necesidades.

También en el citado Numeral, se hace referencia a los criterios generales del planeamiento de la operación eléctrica, de la siguiente manera:

- i. En estado estacionario las tensiones en las barras de 115 kV, 110 kV y 220 kV, 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es del 90% y el máximo es del 105% del valor nominal.
- ii. La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.
- iii. La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal, para tener en cuenta las variaciones de voltaje de operación con respecto al nominal del equipo.
- iv. La operación del sistema dentro de los límites de carga determinados anteriormente, exceptuando la sobrecarga de transformadores, se considera como operación normal. Fuera de ellos el sistema se considera que está en estado de alerta o de emergencia.



- v. En el análisis de estado estacionario se consideran solo contingencias sencillas en las líneas de transmisión y en los bancos de transformadores 230/115 kV o 220/110 kV.
- vi. Bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de transmisión, en cercanía a la subestación con mayor nivel de cortocircuito, la cual es aclarada con tiempo de protección principal y asumiendo salida permanente del elemento en falla, el sistema debe conservar la estabilidad.
- vii. Las corrientes e impedancias vistas por los relés vecinos deben ser tales que no ocasionen la salida de elementos adicionales, lo cual originaría una serie de eventos en cascada.
- viii. Al evaluar la estabilidad del sistema de transmisión ante pequeñas perturbaciones, se debe chequear que los valores propios tengan componente de amortiguación.

Además, según la Resolución CREG 083 de 1999, el CND debe operar el SIN respetando los límites, tanto en estado normal como de sobrecarga, declarados por los agentes para sus equipos, límites que deberán ser sustentados técnicamente tanto en el momento en que se efectúe la declaración inicial, como en el momento en que se solicite la modificación de estos.

Por otra parte, el numeral 5.1 “*CRITERIOS GENERALES*” de la Resolución CREG 025 de 1995, define lo siguiente:

- i. La frecuencia objetivo del SIN es 60.00 Hz y su rango de variación de operación está entre 59.80 y 60.20 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas, déficit energético y períodos de restablecimiento.
- ii. Los transformadores deben operar sin sobrecarga en condiciones normales.

- iii. En condiciones de emergencia se pueden fijar límites de sobrecarga sin disminuir la vida útil de los equipos.
- iv. Los generadores deben operar de acuerdo con el programa de generación de las unidades resultante del Despacho Económico Horario o Redespacho. El CND supervisa su cumplimiento.”

De esta manera, XM, en su función de CND, propende que en todas las instancias de la planeación de la operación y en la operación de tiempo real, se cumplan las restricciones eléctricas (aquellas asociadas a la capacidad de la red y por tanto a la seguridad de ésta) y las restricciones operativas (aquellas asociadas a los criterios de confiabilidad del sistema), mediante la supervisión continua de todas las variables sistémicas de la red y la toma de acciones precisas y oportunas para mantener los criterios establecidos por el Regulador.

Esta supervisión se realiza mediante el apoyo de sistemas tecnológicos que brindan al operador alarmas visuales y sonoras de acuerdo con el estado de estas variables y restricciones, permitiendo así la toma de acciones oportunas y precisas por parte del CND para mantener el uso de la infraestructura eléctrica bajo el cumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad normados.

Para el cumplimiento de este objetivo, se utilizan principalmente las siguientes herramientas:

- i. Un sistema de control y adquisición de datos, conocido como SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Este sistema SCADA es la versión Spectrum Power 7 (SP7), el cual recibe, almacena y despliega en tiempo real todas las variables análogas y digitales que provienen desde los diferentes instrumentos de medida instalados en la infraestructura eléctrica del SIN.
- ii. Herramientas en línea de análisis eléctrico del sistema SCADA, las cuales se ejecutan de manera automática y continua, tales como: sistema de estimación de

estado y análisis de contingencias en los sistemas de transmisión. De esta manera, este SCADA también permite al operador supervisar el cumplimiento de las restricciones operativas definidas en la red y adicionalmente, cuenta con alarmas sonoras que ponen en conciencia situacional a los operadores del centro de control del CND, según parametrizaciones dadas que permiten determinar cambios de estado del sistema en tiempo real.

- iii. AVEVA PI System: Este sistema compila y almacena las medidas y señales análogas y continuas que recibe el sistema SCADA en tiempo real, permitiendo a la operación del CND acceder a estas señales tanto como datos como de manera gráfica, permitiendo desarrollos para la supervisión en tiempo real y los análisis eléctricos de seguridad y confiabilidad realizados en el CND.
- iv. CONSIT: Herramienta de conciencia situacional avanzada desarrollada por XM, para brindar al operador señales oportunas y precisas con respecto al estado de todas las variables del SIN.
- v. CONSIT Fasorial: Herramienta de conciencia situacional avanzada desarrollada por XM para brindar al operador señales oportunas y precisas con respecto al estado de las variables del SIN supervisadas en el sistema de monitoreo de área amplia a través de medición sincrofasorial y funciona como respaldo a la herramienta CONSIT.
- vi. DigSilent PowerFactory: Además de las herramientas de análisis eléctrico en línea y de supervisión en tiempo real, la operación cuenta con este software comercial, en el cual se tiene una representación del sistema eléctrico nacional, y de las condiciones de despacho y red que se tienen de manera horaria en éste. A partir de este modelo y mediante ajustes según la condición real, el CND realiza simulaciones del sistema tanto en estado estable como simulaciones dinámicas RMS (Root Mean Square), las

cuales identifican aquellas restricciones eléctricas y operativas que permiten contar con una operación segura y confiable del SIN.



- vii. Despliegues de Phasor Point: A través de medidas tomadas de la red de área amplia a través de medición sincrofasorial, en esta herramienta se cuenta con despliegues de supervisión de frecuencia, intercambio TIEs y estado operativo del modo de oscilaciones (cálculo de la amplitud y amortiguamiento de la frecuencia).

### **5.5.2. Código de Conexión**

#### **5.5.2.1. Instrucciones operativas del CND para la operación y el mantenimiento de la conexión para el transportador o el usuario a partir del código de operación**

Según lo expresado por X.M. S.A. E.S.P., el CND da cumplimiento a lo contenido en el numeral 5.3 “Coordinación de Maniobras” de la Resolución CREG 025 de 1995 modificada por la Resolución CREG 083 de 1999, la cual indica:

*“Las maniobras en Activos de Uso del STN y Conexión al STN, en Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior, son coordinadas por el CND mediante las instrucciones a las empresas que prestan los servicios correspondientes en forma directa. El CND coordina a través de los Operadores de Red las maniobras en los equipos de los STRs y/o SDL’s, cuando estas afectan los límites de intercambio de Áreas Operativas o implican variaciones de generación en plantas y/o unidades centralmente despachadas”. ... “Cualquier comunicación entre el personal del CND, y los demás agentes del SIN debe contener, en forma explícita, la siguiente información: el nombre de la persona que emite la comunicación, la identificación del equipo al cual se le va a modificar alguna de sus condiciones operativas, la instrucción operativa, la hora en la cual se imparte la instrucción y la hora en la cual se debe ejecutar la misma. La persona que recibe la instrucción repetirá la misma*

 <p><b>Superservicios</b></p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	 <p><b>SIGME</b></p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------

*para asegurar a quien la emitió que ella fue entendida claramente. Toda información operativa se emitirá a través de teléfono con grabación permanente y deberá quedar una constancia escrita”.*



Al respecto, cualquier instrucción impartida desde el CND hacia los agentes con el fin de coordinar acciones operativas para mantener la seguridad de la operación, o bien para coordinar mantenimientos de la infraestructura de transmisión, cumple la reglamentación indicada y se almacena en un sistema de grabación.

También, el CND cuenta con procedimientos basados en la regulación aplicable vigente que describen la secuencia que se debe considerar para realizar maniobras en los sistemas de transmisión nacional y regional, tanto en líneas de transmisión operadas por un solo agente, como para líneas de transmisión operadas por varios agentes operadores, lo cual también se tiene para maniobras en transformadores operados por más de un agente.

Los procedimientos para secuencias de maniobras están diseñados para propender una operación segura y confiable del SIN mediante el control de las variables sistémicas durante cada maniobra, protegiendo tanto a las personas como a los equipos involucrados.

La Empresa resalta que tanto la ejecución correcta de la secuencia de maniobras como la seguridad de las personas y de equipos durante la ejecución, es responsabilidad de los agentes operadores de los activos, tal como se establece en la Resolución CREG 080 de 1999:

*“Las Empresas Prestadoras del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y/o Servicio de Conexión al STN son responsables por efectuar correctamente el procedimiento (secuencia de pasos) para ejecutar las maniobras en las subestaciones. En todo caso, dichas empresas son responsables por la seguridad de las personas y los equipos en la ejecución física de tales maniobras.”*

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

En ese sentido, la Empresa indica los pasos que se siguen para realizar la apertura y el cierre de activos como líneas de transmisión o transformadores y resalta que en los sistemas de transporte energizados a una tensión mayor o igual a 57.5 kV, cuya coordinación operativa es responsabilidad del CND, las maniobras de apertura programadas o de cierres debe ser realizada bajo una instrucción previa dada el CND.

Igualmente, todas las instrucciones impartidas por el CND a los agentes se realizan por comunicación operativa grabada (artículo 5 de la Resolución CREG 083 de 1999).

Finalmente, la Empresa señala que las instrucciones dadas a los agentes son supervisadas en tiempo real a través de alarmas visuales y sonoras en el centro de control del CND y son desplegadas en las herramientas desarrolladas para la supervisión continúa del CND a través del equipo de operación de tiempo real (SCADA, AVEVA PI System y CONSIT).

#### **5.5.2.2. Criterios y ajustes de las funciones de protección sobre y baja tensión que han sido definidas para plantas eólicas y solares fotovoltaicas de acuerdo con las necesidades del SIN.**

Según lo señalado por la Empresa, el criterio de ajuste depende de las necesidades operativas del SIN y de las capacidades técnicas de los equipos de potencia, por lo cual, este criterio considera el nivel de tensión del punto de conexión, la capacidad máxima de soportabilidad de los equipos de potencia y verifica que el umbral de ajuste y temporización de las funciones de tensión estén por fuera de los límites establecidos por las curvas de comportamiento de depresiones de tensión (LVRT) y sobretensiones (HVRT), considerando los límites operativos para plantas eólicas y solares fotovoltaicas, definidas en la regulación CREG 060 de 2019.

La Empresa hace referencia tanto al criterio de la función baja tensión socializado por el CND y acogido por el subcomité de protecciones en el Acuerdo CNO 1862, como al criterio

de ajuste de la función sobretensión en umbral y temporización para plantas conectadas en el nivel de tensión 4 o superior, el cual fue socializado y discutido en subcomité de protecciones del CNO, implementado para las etapas lentas y rápidas, según nivel de tensión, según lo expresado.

De acuerdo con lo señalado por X.M. S.A. E.S.P., la metodología y procedimiento asociado con el criterio de ajuste, revisado en los estudios de ajuste y coordinación de protecciones para plantas eólicas y solares fotovoltaicas, consiste de manera general, en las siguientes funciones:

Verificar las curvas HVRT y LVRT aplicables, según tipo de proyecto y nivel de tensión.

- i. Verificar que los ajustes de las funciones de baja tensión y sobretensión estén por fuera de la zona de operación delimitada por las curvas HVRT y LVRT aplicables.
- ii. Verificar el margen entre estados de cesación al cruzar la curva LVRT y las temporizaciones de las funciones de baja tensión para maximizar el reingreso de la planta al normalizarse el voltaje luego de superado el hueco o depresión de tensión detectado por el inversor.
- iii. Verificar la temporización de funciones de sobretensión teniendo en cuenta la soportabilidad normalizada de equipos de alta y media tensión.
- iv. Verificar la coordinación secuencial entre punto de conexión y hacia los elementos de planta con priorización desde la planta y hasta el punto de conexión.

**5.5.2.3. Verificación (es) de requisitos de servicios de telecomunicaciones que realiza el CND para asegurar el correcto control operativo entre generadores y centro regional de despacho – CRD según se consigne en el contrato de conexión**

Según lo señalado por X.M. S.A. E.S.P., en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 080 de 1999 y el numeral 8.1.4 del Código de Conexión, se realizan verificaciones

técnicas y operativas sobre los servicios de telecomunicaciones que permiten mantener el control operativo entre los generadores y el CND.



Estas verificaciones propenden por que los canales de comunicación definidos en el Contrato de Conexión cumplan con los criterios de disponibilidad, confiabilidad, redundancia y calidad requeridos para la operación segura y continua del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Al respecto, la Empresa hace referencia al artículo 10 de la resolución CREG 080 de 1999, donde se determina la responsabilidad del CND, por contratar el Canal para el servicio de telecomunicaciones hasta el Equipo Terminal de los demás agentes del sistema con los que se conecte directamente.

De esta manera, según lo informado, el CND como responsable de contratar, implementar, soportar y mantener los canales para servicios de voz y datos, cuenta con un proveedor de telecomunicaciones que cumple con los requisitos definidos para los servicios de telecomunicaciones desde generadores hasta el CND y desde OR hasta el CND. Estos requisitos son: canales con velocidad mínima de 256 kbps con una disponibilidad superior al 99.95%.

Por otra parte, según lo indicado por la Empresa, la supervisión y control de plantas que prestan el servicio de AGC se realiza utilizando conexión directa, Equipo Terminal Remoto (RTU), así como el protocolo IEC 60870-5-104 y según la Resolución CREG 080 de 1999 y el Código de Operación contenido en la Resolución CREG 025 de 1995, para las plantas que prestan el servicio de AGC, la información de supervisión debe se envía al CND con periodicidad de 4 segundos o cada vez que ocurra un cambio de estado.



 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------



Adicionalmente, se cuenta con un sistema telefónico operativo con líneas telefónicas de larga distancia nacional y celular que están integradas con el sistema telefónico operativo del CND, el cual cuenta con un sistema de grabación de todas sus llamadas.

Al respecto, según la Empresa, para validar la correcta configuración y el estado de los equipos de telecomunicaciones, el CND realiza pruebas semestrales de conmutación entre los canales de comunicación, principal y de respaldo, asociados al protocolo ICCP-Inter-Control Center Communications Protocol- entre centros de control, conforme a lo establecido en el acuerdo CNO 1411.

De acuerdo con lo expresado, los resultados de las pruebas de conmutación de canales principal y respaldo, así como el seguimiento de indicadores de cumplimiento de la disponibilidad promedio de los enlaces ICCP, son presentados a los agentes en el comité de supervisión del Consejo Nacional de Operación CNO.

Adicionalmente, la Empresa señala que toda la supervisión integrada con el CND, enviada de manera indirecta por protocolo ICCP o de manera directa por IEC-60870-5-104, debe cumplir lo establecido en el Acuerdo CNO 1411 en cuanto a calidad, cobertura y confiabilidad de la supervisión. El seguimiento de los indicadores definidos en este acuerdo se presenta ante el comité de supervisión del CNO. Para consultar el informe de estado de supervisión el CND usa el aplicativo GAO.

Finalmente, la Empresa señala que en cuanto a la infraestructura de telecomunicaciones entre el generador y el OR, la responsabilidad de verificación recae sobre el OR, dado que es el encargado de supervisar la información que se transmite al CND. Esta supervisión se realiza siguiendo los procedimientos y los indicadores definidos en el acuerdo CNO 1411.

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

**5.5.2.4. Verificación (es) que realiza el CND sobre la confiabilidad y suficiencia de la infraestructura que el generador debe garantizar respecto del sistema de comunicaciones entre su instalación y el CND o CRD respectivo.**

La verificación sobre la cual se hace la consulta, según lo manifestado por la Empresa, es validada por el CND durante el proceso de integración de variables de supervisión de nuevos proyectos en cumplimiento de lo establecido en el acuerdo CNO 1899 el cual define los requisitos técnicos para la declaración en operación comercial de entrada de proyectos. Estas acciones se enfocan en validar que los canales de comunicación establecidos permitan el intercambio oportuno y preciso de información operativa, tanto en condiciones normales como en situaciones de contingencia. Se considera la disponibilidad de enlaces principales y de respaldo, la compatibilidad de los protocolos de comunicación, la calidad de los datos transmitidos y la capacidad de respuesta ante fallos, según lo informado. Durante este proceso, de acuerdo con lo informado por la Empresa, se realizan las siguientes actividades:

- i. En el caso de una nueva planta o enlace entre centros de control, se gestiona la implementación física de un nuevo canal de comunicaciones de datos y, en caso de ser necesario, canal de voz. Estos trabajos se realizan en coordinación con el agente o promotor del proyecto que será integrado al SIN.
- ii. Pruebas de conectividad y seguridad: una vez implementado el canal de comunicaciones, se realizan validaciones de conectividad entre los equipos del CND y los equipos remotos de los agentes.
- iii. Luego de validar la conectividad de los canales de datos y seguridad entre el generador o del Centro de Control del OR y el CND, se prueban de manera simulada

las señales de supervisión que deben compartirse entre la planta y el CND o entre del Centro de Control del OR y el CND.



- iv. Una vez cumplidas las pruebas de supervisión simuladas, el proyecto puede ser declarado en operación, el CND realiza seguimiento continuo de la calidad y confiabilidad de las variables de supervisión según lo definido en el acuerdo CNO 1411.
- v. En el mismo acuerdo se definen los puntos obligatorios a supervisar, los cuales dependen del tipo de activo.

Para las variables digitales se deben supervisar todos aquellos equipos de maniobra que por tipo de configuración se encuentren instalados en cada subestación y en el caso de la infraestructura desde el generador hasta del Centro de Control del OR, este último es el encargado de verificar el cumplimiento de la confiabilidad y suficiencia de la infraestructura, ya que es responsable de la supervisión que se envía al CND.

Por otra parte, según lo indicado por la Empresa, en el marco de las convocatorias definidas por la UPME dentro del plan de expansión, se ha promovido el uso de tecnologías avanzadas de supervisión con la instalación de unidades de medición fasorial sincronizada – PMUs, ya que estos dispositivos permiten una supervisión más precisa y conocer de manera sincronizada el estado del sistema eléctrico.

La mencionada tecnología ha sido considerada en proyectos estratégicos del STN, especialmente a niveles de tensión de 500 kV y 230 kV. La supervisión con sincrofasores que se encuentra disponible en el sistema, se ha integrado con las plataformas del CND.

#### **5.5.2.5. verificación que realiza el CND sobre la infraestructura y equipo necesario que el generador debe proveer para llevar la**

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

**información que se requiera de supervisión y control al CND o CRD respectivo.**

Al respecto la Empresa informa que el CND al verificar la calidad y confiabilidad de la supervisión del generador y del OR, también valida la calidad y suficiencia de infraestructura necesaria para el Generador o el Centro de Control del OR, que se conecta con el CND.

Durante este proceso, el CND gestiona la implementación de un nuevo canal de comunicaciones, si aplica, posteriormente se realizan pruebas de conectividad y una vez superadas se realizan pruebas de supervisión simuladas a las variables eléctricas operativas definidas por el acuerdo.

Una vez el proyecto ha sido declarado en operación, el CND realiza seguimiento continuo de la calidad y confiabilidad de las variables de supervisión según lo definido en el acuerdo CNO 1411, en el cual se establecen los procedimientos y los indicadores relacionados con la supervisión del SIN.

En el mismo acuerdo se definen los puntos obligatorios a supervisar, los cuales dependen por el tipo de activo, para las variables analógicas que aplica.

Para las variables digitales se deben supervisar todos aquellos equipos de maniobra que por tipo de configuración se encuentren instalados en cada subestación y el agente generador es propietario y responsable del Equipo Terminal Remoto (RTU) o centro de control del OR que interactúan con el sistema del centro de control del CND, los cuales deben cumplir con las especificaciones de interoperabilidad de acuerdo con la regulación.

En el caso de la infraestructura desde el generador hasta del Centro de Control del OR, este último es el encargado de verificar el cumplimiento de la confiabilidad y suficiencia de la infraestructura, ya que es responsable de la supervisión que se envía al CND.

**5.5.2.6. Verificación (es) que realiza el CND, sobre los modelos preliminares de las plantas de generación y sus controles asociados, que le deben entregar los agentes representantes de plantas solares fotovoltaicas y eólicas que se conecten al STN Y STR.**

Al respecto la Empresa indica que la mencionada actividad se ejecuta actualmente en el CND, bajo los lineamientos y procedimientos establecidos en la regulación expedida por la CREG, específicamente la Resolución CREG 060 de 2019.

De acuerdo con lo señalado, los modelos preliminares se deben regir por los lineamientos definidos por el CND, los cuales se encuentran contenidos y publicados en la página web de XM para consulta de todos los interesados en la guía de modelos preliminares de plantas solares fotovoltaicas y eólicas que se conecten al STN y STR amparadas por la Resolución CREG 060 de 2019.

Tal como lo establece el citado Código, los agentes deben entregar al CND los modelos preliminares 6 meses antes de su entrada en operación en la herramienta utilizada por el CND. Las verificaciones que realiza el CND son los indicados en dicha guía, y cubren los siguientes aspectos relevantes del modelo:

- i. Características del diagrama eléctrico utilizado para la representación de la planta, incluyendo los elementos requeridos para un modelado adecuado.
- ii. Metodología para la reducción del modelo eléctrico con base en las características específicas de la planta.
- iii. Funciones de control que deben ser incluidas en el modelo matemático del sistema de control asociado y las simulaciones necesarias para verificar el adecuado desempeño de dicho modelo.
- iv. Las funciones de control validadas corresponden a: Control de tensión (estatismo, respuesta rápida de corriente reactiva, curva de carga, modos de control: factor de

potencia, potencia reactiva, tensión, Voltage Ride Through, Control de frecuencia el cual debe incluir los parámetros que definen el tiempo de respuesta, estatismo y banda muerta, velocidad de toma de carga y descarga, Frequency Ride Through, y respuesta rápida de frecuencia para plantas de generación eólicas.

- v. Características generales de la planta, incluyendo los parámetros técnicos requeridos para su modelado.

Para la revisión de este modelo, los agentes entregan al CND los siguientes insumos:

- i. Informe que contiene la información necesaria para la reproducción de las pruebas sobre las funciones de control de la planta de generación.
- ii. Modelo de control y de planta en la herramienta utilizada por el CND.

Una vez el agente envía los modelos preliminares cumpliendo con lo establecido en la guía indicada, el CND realiza las verificaciones correspondientes y en caso de que se identifique incumplimiento de alguno de los requisitos, le notifica al agente para que haga las correcciones y envíe de nuevo el informe cumpliendo con los requisitos, paso que se repite cuantas veces sea requerido.

Una vez el agente cumple con los requisitos asociados a los modelos preliminares, el CND le informa al agente para que este pueda continuar con su proceso de integración al SIN.

**5.5.2.7. Verificación (es) que realiza el CND, de los requisitos técnicos de los citados modelos, para el control de frecuencia y potencia activa, el control de tensión y potencia reactiva, así como para permitir el ajuste de los parámetros de estas funcionalidades.**

De acuerdo con lo señalado en el numeral 8.2.4 del Código de Conexión, los modelos preliminares se deben regir por los lineamientos definidos por el CND, los cuales se encuentran contenidos y publicados en la página web de XM para consulta de todos los

interesados en la guía de modelos preliminares. Los agentes deben entregar al CND los modelos preliminares 6 meses antes de entrar en operación (en la herramienta del CND).



Las verificaciones que realiza el CND son los indicados en dicha guía, y cubren los siguientes aspectos relevantes del modelo:

- i. Características del diagrama eléctrico utilizado para la representación de la planta, incluyendo los elementos requeridos para un modelado adecuado.
- ii. Metodología para la reducción del modelo eléctrico con base en las características específicas de la planta.
- iii. Funciones de control que deben ser incluidas en el modelo matemático del sistema de control asociado y las simulaciones necesarias para verificar el adecuado desempeño de dicho modelo.
- iv. Las funciones de control validadas corresponden a: Control de tensión (estatismo, respuesta rápida de corriente reactiva, curva de carga, modos de control: factor de potencia, potencia reactiva, tensión, Voltage Ride Through, Control de frecuencia el cual debe incluir los parámetros que definen el tiempo de respuesta, estatismo y banda muerta, velocidad de toma de carga y descarga, Frequency Ride Through, y respuesta rápida de frecuencia para plantas de generación eólicas.
- v. Características generales de la planta, incluyendo los parámetros técnicos requeridos para su modelado.

Para la revisión de este modelo, los agentes entregan al CND los siguientes insumos:

- i. Informe que contiene la información necesaria para la reproducción de las pruebas sobre las funciones de control de la planta de generación.
- ii. Modelo de control y de planta en la herramienta utilizada por el CND.

Una vez el agente envía los modelos preliminares cumpliendo con lo establecido en la guía indicada, el CND realiza las verificaciones correspondientes y en caso de que se identifique

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

incumplimiento de alguno de los requisitos, el CND le notifica al agente para que este haga las correcciones y envíe nuevamente el informe cumpliendo con los requisitos. Este paso se repite cuantas veces sea requerido.

Una vez el agente cumple con los requisitos asociados a los modelos preliminares, el CND le informa al agente para que este pueda continuar con su proceso de integración al SIN.

**5.5.2.8. Coordinación de maniobras que se deriven de actividades relacionadas con la construcción, montaje y puesta en servicio de la conexión.**



En primer término, la Empresa hace énfasis en lo señalado a través del numeral 11.1 del Código de Conexión, respecto de las responsabilidades por la construcción, montaje y puesta en servicio, que son asumidas por el Transportador y el Usuario según la propiedad que cada uno tenga sobre los equipos en el sitio de conexión y por el CND o CRD y el Transportador, así como el Usuario, por las consignaciones, libranzas y por la coordinación de maniobras que se deriven de las anteriores actividades.

También la Empresa aclara que el CND cumple con lo contenido en la sección 5.3 Coordinación de Maniobras de la Resolución CREG 025 de 1995 modificada por la Resolución CREG 083 de 1999.

Al respecto, según lo manifestado, los procedimientos establecidos en el CND contienen la secuencia de instrucciones que se deben considerar para realizar maniobras en los sistemas de transmisión nacional y regional, tanto en líneas de transmisión operadas por un solo agente, como para líneas de transmisión operadas por más de un agente. De esta manera, se siguen tanto para la apertura, como para el cierre de los activos, secuencias definidas.

También la Empresa aclara que en los sistemas de transporte energizados a una tensión mayor o igual a 57.5 kV, no se pueden presentar maniobras de apertura programadas o de



 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

cierres sin que exista una instrucción previa dada por el CND. Cada instrucción impartida por el CND se realiza por comunicación operativa grabada, información que se encuentra respaldada.

Finalmente, las instrucciones dadas son supervisadas por medio de alarmas visuales y sonoras desplegadas en las herramientas desarrolladas para la supervisión continúa realizada por el CND a través del equipo de operación de tiempo real, las cuales son principalmente: SCADA, AVEVA PI System y CONSIT.

#### **5.5.2.9. Responsabilidad por la operación correcta del equipo, según lo señalado en el numeral 11.3. del código de conexión.**

Al respecto la Empresa manifiesta que tal como indica la regulación, el CND es responsable de la coordinación de maniobras necesarias para contar con una operación segura y confiable del sistema, por lo cual cumple con la sección 5.3” *Coordinación de Maniobras*”, de la Resolución CREG 025 de 1995 modificada por la Resolución CREG 083 de 1999.

Por lo anterior, los procedimientos establecidos en el CND contienen la secuencia de maniobras que se deben considerar para realizar maniobras en los sistemas de transmisión nacional y regional, tanto en líneas de transmisión operadas por un solo agente como para líneas de transmisión operadas por más de un agente.

De esta manera, el CND sigue, tanto para la apertura como para el cierre de los activos, secuencias definidas y la Empresa aclara que en los sistemas de transportes energizados a una tensión mayor o igual a 57.5 kV, cuya coordinación operativa es responsabilidad del CND, no se pueden presentar maniobras de apertura programadas o de cierres sin que exista una instrucción previa dada por la operación en tiempo real de XM.

También se indica por parte de la Empresa, que hoy el CND no ejecuta telecomandos directos sobre las diferentes variables de control o estado de equipos de los sistemas de transmisión. Todas las maniobras sobre este tipo de equipos se brindan por comunicación

operativa grabada a los diferentes operadores de equipos en el STN y STR, y estos son los responsables de ejecución de las maniobras tanto en interruptores, como en seccionadores de despeje de campos, sistemas de derivación, sistemas de puesta a tierra, entre otros.

Resaltamos además que cada instrucción impartida por el CND se realiza por comunicación operativa grabada, información que se encuentra almacenada y disponible a las autoridades.

Finalmente, las instrucciones dadas son supervisadas por medio de alarmas visuales y sonoras desplegadas en las herramientas desarrolladas para la permanente supervisión realizada por el CND a través del equipo de operación de tiempo real, las cuales son principalmente SCADA, AVEVA PI System y CONSIT.

**5.5.2.10. Mantenimiento de la calidad del suministro en términos de la frecuencia, la tensión y el desbalance de esta dentro de los límites establecidos en el código de operación.**

Al respecto, la Empresa señala que, el CND supervisa y coordina de manera continua en la operación, los activos necesarios para mantener los criterios establecidos en la sección 5.1 “*CRITERIOS GENERALES*”, de la Resolución CREG 025 de 1995, para lo cual el CND cuenta realiza lo siguiente:

- i. Para mantener los niveles de frecuencia el SIN en el rango normal de operación se cuenta con diferentes acciones de control, tanto automáticas como manuales, las cuales actúan para el control de esta variable
- ii. Para mantener los niveles de tensión del SIN, el CND coordina los diferentes equipos disponibles para el control de tensión en el sistema

Las maniobras correspondientes se realizan según lo indicado en el artículo 14 de la Resolución CREG 060 de 2019 respecto a la priorización de maniobras en activos y para

mantener la calidad en la operación del sistema, cada instrucción impartida por el CND se realiza por comunicación operativa grabada, información que se encuentra respaldada.

La Empresa resalta que el CND cuenta con herramientas tecnológicas que permiten supervisar la calidad de la frecuencia y la tensión del sistema en tiempo real y de manera continua, las cuales brindan alertas que permiten la toma de acciones precisas y oportunas. Para el cumplimiento de estos objetivos, se utilizan principalmente las herramientas SCADA, AVEVA PI System, CONSIT, DigSilent PowerFactory, CONSIT Fasorial, Phasor Point y frecuencímetro.

**5.5.2.11. Determinación de requerimientos del CND, respecto de los servicios de apoyo a la operación del SIN que los usuarios deben o pueden proveer.**



Al respecto, el CND presenta de manera general las metodologías, condiciones de operación, requerimientos técnicos y mecanismos de verificación aplicables a los servicios de apoyo a la operación del SIN, de la siguiente manera:

**i. Control de tensión y potencia reactiva.**

El CND realiza evaluaciones periódicas del desempeño de los controles automáticos de tensión de las unidades de generación. Estas evaluaciones se fundamentan en criterios técnicos y operativos que permiten verificar la adecuada prestación del servicio de control de tensión por parte de los agentes generadores del SIN.

La regulación que sustenta estos procedimientos incluye las Resoluciones CREG 025 de 1995, 080 de 1999, 060 de 2019 y 148 de 2021.

Control de frecuencia mediante regulador de velocidad, regulación de frecuencia mediante un control de potencia activa/frecuencia y respuesta rápida en frecuencia.

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

La regulación primaria de frecuencia (RPF), constituye la primera acción automática de control que busca compensar los desbalances entre la carga, la generación y actuando ante desviaciones de la frecuencia eléctrica fuera de su banda muerta. Esta acción se realiza a través del regulador de velocidad en máquinas síncronas o mediante el control de frecuencia en recursos basados en inversores.

Adicionalmente, se establece que todas las plantas despachadas centralmente deben estar en capacidad de prestar el servicio de RPF, salvo que en casos de a) decremento de potencia cuando estas se encuentren operando en su mínimo técnico, conforme a lo dispuesto en el artículo 40 de la Resolución CREG 023 del 2021, b) cuando cuenten con pruebas autorizadas a desviación que tienen restricciones técnicas para la prestación del servicio de RPF, según lo establecido en el Acuerdo CNO 938 y c) plantas basadas en inversores para eventos de subfrecuencia.

## **ii. Estabilización de potencia**

El análisis de oscilaciones en el SIN tiene como propósito principal identificar comportamientos dinámicos que puedan comprometer la estabilidad del sistema, caracterizar sus propiedades y establecer las causas que los originan. Este proceso permite evaluar la condición actual del sistema y tomar decisiones informadas sobre la necesidad de ajustar controles en los generadores, particularmente los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS), para mejorar la seguridad dinámica.

La detección de oscilaciones se realiza mediante el monitoreo de señales de frecuencia eléctrica y potencia activa, utilizando medidas sincrofasoriales (PMU) disponibles, o medidas tradicionales del SCADA, en su defecto. Se identifican eventos oscilatorios a partir de comportamientos no amortiguados o de gran amplitud, considerando como críticos aquellos con amortiguamiento relativo inferior al 5%.

## **iii. Regulación secundaria de frecuencia con AGC**

La regulación secundaria de frecuencia, es la segunda instancia de recuperación de la frecuencia y es realizada a través de una herramienta automática conocida como AGC por sus siglas en inglés (Automatic Generation Control), es decir, (Regulación Automática de Generación).

Esta segunda etapa de control se debe activar en los treinta primeros segundos (30 s) después de un evento que cause una desviación de la frecuencia fuera de los rangos regulatorios. Este servicio tiene como objetivo restablecer la frecuencia del sistema, manteniendo el equilibrio entre generación y demanda y los valores de intercambios internacionales, cuando estamos sincronizados con Ecuador.

Para ajustar el parámetro de velocidad de cambio de carga del sistema, se considera la información histórica de las rampas de variación de carga del SIN con resolución de 5 minutos.

La ventana de tiempo es seleccionada a criterio del CND.

Para ajustar el parámetro de velocidad mínima de cambio de carga por unidad se usa como insumo la máxima velocidad de cambio de carga del sistema, la holgura del periodo de máxima velocidad y el mínimo número de unidades que se requieren para cubrir dicha holgura con base en la información declarada por los agentes.

La evaluación del desempeño de la prestación del servicio de AGC por parte de las unidades de generación y su efecto sistémico se lleva a cabo mediante la implementación de una metodología, basada en analítica de datos, que contempla en primera instancia la recolección de datos operativos y obtenida en tiempo real a través del sistema SCADA, que posteriormente son depurados para eliminar errores o anomalías.

La regulación aplicable a este procedimiento incluye resoluciones de la CREG Resolución CREG 025 y 024 de 1995, la Resolución CREG 054 de 1996, la Resolución CREG 198 de

1997, la Resolución CREG 080 y 083 de 1999, la Resolución CREG 064 de 2000, la Resolución CREG 081 de 2007, la Resolución CREG 027 de 2016 y el Acuerdo CNO 1897.

#### **iv. Respuesta rápida de corriente reactiva**



Durante una desviación de tensión causada por una falla eléctrica, las unidades de generación basadas en inversores deben tener la capacidad de entregar corriente reactiva, lo que ayuda a que la tensión en el punto de conexión se mantenga dentro de los valores establecidos por las curvas VRT “Voltage Ride Through”, evitando la desconexión de la planta y favoreciendo la operación estable del sistema.

Para cada planta de generación solar y eólica, el factor K debe ser ajustable entre 0 y 10, de acuerdo con las recomendaciones del CND, lo anterior, de acuerdo con lo indicado en el artículo 14, numeral 5.7, de la resolución CREG 060 de 2019.

Es así como, en los análisis eléctricos de la planeación operativa eléctrica, el CND a partir de la información suministrada por los promotores de proyectos solares y eólicos que se conectarán en las diferentes áreas del SIN, evalúa la excursión en la tensión de los nodos de conexión simulando una falla trifásica franca en los extremos de las líneas de transmisión aledañas.

De otro lado, durante la operación real de las de los recursos solares y eólicos, el CND evalúa la respuesta rápida de corriente en el punto de conexión, particularmente, cuando se presentan fallas en el SIN y se identifican plantas solares o eólicas involucradas en las subestaciones afectadas por un evento.

Para realizar esta evaluación, el CND solicita a los agentes información técnica con resolución suficiente que permita validar el comportamiento de la corriente reactiva del generador ante eventos.

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

A partir de estos datos, se aplican las ecuaciones de corriente esperada, considerando la variación de tensión respecto al valor nominal y la pendiente de respuesta definida por el parámetro k. Estos análisis se consideran dentro de situaciones que clasifican como eventos que requieren análisis según lo definido en el Acuerdo CNO 1617, y que involucran generadores basados en inversores.

Las conclusiones, hallazgos o posibles incumplimientos derivados de estas evaluaciones se incorporan en el informe del evento correspondiente y se publican conforme a las disposiciones del mismo acuerdo.

#### **5.5.2.12. Determinación de requerimientos de servicios que los generadores pueden proveer.**

En primer término la Empresa hace énfasis, que, en el sistema eléctrico colombiano, el control de frecuencia se estructura en tres niveles: a) La Regulación primaria, que es obligatoria para todos los generadores despachados centralmente, b) La Regulación secundaria (AGC), la cual se activa aproximadamente 20 segundos después del evento, y está regulada por resoluciones como la CREG 064 de 2000 y sus modificaciones y c) La Regulación terciaria que se activa minutos después del evento, y es coordinada por el CND para restablecer la reserva secundaria y optimizar el despacho económico del sistema.

Por lo anterior, las plantas turbogeneradoras de arranque rápido, al igual que cualquier otro generador despachado centralmente, participan en el control de frecuencia de acuerdo con esta estrategia, siempre que cumplan con los requisitos técnicos y normativos establecidos para cada uno de los niveles del control de la frecuencia.

En cuanto a la capacidad de arranque en condiciones de colapso del STN, en el numeral 13.2 del Código de Conexión, se identifican los servicios que pueden ser provistos por los generadores, entre los cuales se destaca la capacidad de arranque autónomo en condiciones de colapso del STN.

Al respecto, el CND solicita periódicamente a los agentes generadores la declaración de las plantas y/o unidades que disponen de esta capacidad. Esta información es utilizada por el CND para la elaboración de las guías de restablecimiento por área operativa, en las cuales se consideran: a) Ubicación geográfica y eléctrica de las unidades generadoras, b) Distancias eléctricas mínimas hasta cargas prioritarias, c) Velocidad de toma de carga, d) Características técnicas relevantes para el arranque y operación inicial.

Con base en estos criterios, se definen rutas de recuperación del sistema, que pueden ser activadas según la estrategia adoptada en tiempo real por el CND ante un evento de apagón parcial o total. Estas rutas son objeto de revisión periódica, especialmente cuando se incorporan nuevos proyectos de transmisión que modifican la topología del sistema.

El procedimiento de actualización de estas guías se encuentra regulado por el Acuerdo CNO 1784, el cual establece los lineamientos para el reporte de información por parte de los agentes y la actualización de los documentos guía para el restablecimiento del SIN.

La selección de la estrategia de energización ante eventos de gran magnitud es responsabilidad del CND, quien la define en función de las condiciones operativas del sistema en tiempo real.



Esta estrategia se traduce en instrucciones específicas para la ejecución de maniobras de restablecimiento, en coordinación con los agentes involucrados. En este contexto, la capacidad de arranque autónomo de ciertas unidades generadoras es fundamental para iniciar el proceso sin requerir apoyo externo.

#### **5.5.2.13. Determinación de requerimientos de otros servicios de apoyo.**

La Empresa presenta respuesta, sobre cada uno de los aspectos planteados, resaltando lo siguiente:

##### **i. Control de frecuencia por medio de reducción de demanda**



 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

Actualmente, el mecanismo desplegado bajo el concepto de servicios de apoyo para control de frecuencia utilizando reducción de la demanda es el EDAC (Esquema de Desconexión Automático de Carga por baja frecuencia), al respecto, este mecanismo automático se diseña de acuerdo con lo señalado en el Numeral 2.2.4. del Código de Operación, sustituido por el artículo 1º de la Resolución CREG 061 de 1996, y para su determinación, el acuerdo CNO 1059 define el procedimiento y flujo de información para el diseño y supervisión del esquema.

El procedimiento de revisión completo incluye 5 pasos: a) Revisar la información reportada al CND por las empresas distribuidoras, b) Informar a las empresas distribuidoras los hallazgos en la información reportada, c) Presentar ante el CNO los resultados de la revisión de los formatos reportados, d) Realizar simulaciones eléctricas para verificar la suficiencia del esquema y proponer modificaciones al mismo, e) Informar ante el CNO los escenarios considerados y los resultados de las simulaciones dinámicas, aprobación del esquema mediante acuerdo y realización de los ajustes que se requieran.

De otro lado, en el año 2024 desde el CND se lideró un grupo de trabajo en el Consejo Nacional de Operación - CNO, en el cual se evaluó de forma especial y preventiva el desempeño del Esquema de Desconexión Automático de Carga – EDAC teniendo en cuenta entre otros, la incorporación esperada de generación solar, generación eólica, y generación distribuida.

## **ii. Potencia reactiva suministrada por compensadores síncronos o estáticos.**

Al respecto, es preciso indicar que los servicios citados en el numeral 13.3. “OTROS SERVICIOS DE APOYO QUE PUEDEN SER REQUERIDOS POR EL CND EN LA OPERACIÓN DEL SIN.” del Código de Conexión sólo estarán disponibles para la operación del SIN si los dispositivos que los prestan han sido desplegados en el sistema.

## **iii. Reserva caliente**



Respecto al requerimiento de Reserva caliente definida en el Numeral 13.3. del Código de Conexión, la metodología utilizada por el CND busca que en el Planeamiento Operativo de corto plazo (con horizonte semanal y diario) y muy corto plazo (redespacho), las reservas calientes de potencia activa sean suficientes para cubrir el máximo valor entre el disparo de la unidad de generación más grande del sistema, y el 90% de las desviaciones esperadas de generación o demanda menos la reserva de regulación secundaria (AGC)

Para el cálculo de los requerimientos de reserva caliente en cada periodo, el CND toma los siguientes insumos: a) Desviación entre demanda real y demanda programada, b) Desviaciones entre generación real y generación programada, c) Unidad más grande del sistema, d) Unidades en pruebas no autorizadas.

Estos insumos son procesados mediante métodos estadísticos para determinar el desbalance que debe ser cubierto en cada período, usando históricos de información con una ventana máxima de un año. Este proceso de cálculo se ejecuta al menos una vez al año.

**5.5.2.14. Realización de acuerdos con el transportador y el usuario, si es necesario instalar un medio alternativo de comunicación, para asegurar que no haya pérdida total de las comunicaciones operativas en circunstancias de colapso de la red de telecomunicaciones.**

En primer término, la Empresa aclara que actualmente, el CND cuenta con un sistema telefónico operativo, el cual tiene líneas dedicadas para comunicación con agentes de generación, transmisión y centros de control de operadores de red. Adicionalmente como esquemas de contingencia el CND cuenta con unas líneas troncales en el sistema telefónico corporativo, por las que se puede redireccionar el tráfico de voz operativa; también, se cuenta con un sistema de telefonía satelital y con líneas telefónicas celulares.

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

En cuanto a los canales de datos, según lo establecido en el artículo 10 de la resolución CREG 080 del 99, el CND cuenta con un proveedor de telecomunicaciones que cumple con los requisitos definidos para los servicios de telecomunicaciones mencionados.



Finalmente, y con respecto a los vehículos de comunicación entre el CND y los agentes generadores y transportadores tanto en estado de operación normal como ante contingencia, XM realizó una propuesta al regulador, buscando mejorar esta infraestructura con el objetivo de mantener la calidad y oportunidad en esta comunicación aún ante eventos de gran magnitud. Dicha propuesta se está evaluando de manera integral por parte de los agentes, revisando las viabilidades técnicas y económicas para su implementación.

**5.5.2.15. Verificación (es) que realiza el CND, sobre la suficiencia de los equipos de transmisión, para permitir el intercambio de la información que se origina en el equipo terminal de telecomunicaciones, en el equipo de registro de fallas y en la unidad terminal remota de supervisión.**

En relación con la consulta, el CND verifica la suficiencia de infraestructura de supervisión del Usuario o del Transportador que se conecta con el CND en el proceso de integración de variables de supervisión para cumplimiento de lo establecido en el acuerdo CNO 1899, el cual define los requisitos técnicos para la declaración en operación comercial de entrada de proyectos.

Durante este proceso se gestiona la implementación de un nuevo canal de comunicaciones, si aplica, posteriormente se realizan pruebas de conectividad y una vez superadas se realizan pruebas de supervisión simuladas a las variables eléctricas operativas definidas por el acuerdo.

Una vez el proyecto ha sido declarado en operación, el CND realiza seguimiento continuo de la calidad y confiabilidad de las variables de supervisión según lo definido en el acuerdo

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

CNO 1411, en el cual se establecen los procedimientos y los indicadores relacionados con la supervisión del SIN.



Según lo establecido en el acuerdo CNO 1411, el CND realiza pruebas de conmutación semestrales de los canales de comunicación asociados a protocolo ICCP con los agentes con el fin de validar la correcta configuración y el estado de los equipos de telecomunicaciones tanto de canales principales como los de respaldo. El resultado de estas pruebas se presenta a los agentes en el comité de supervisión del CNO.

Los canales de teleprotección, al ser una responsabilidad directa entre el Usuario y el Transportador, no son objeto de verificación por parte del CND. Según definición de la CREG 015 de 2018, estos canales son remunerados como como unidades constructivas a los Transportadores.

**5.5.2.16. Verificación (es) que realiza el CND, respecto de los requisitos técnicos aplicables a la unidad terminal remota, de acuerdo con lo señalado en el numeral 8 del anexo cc3, del código de conexión.”.**

En la respuesta a la presente consulta, la Empresa manifiesta que el CND evalúa el cumplimiento de requisitos técnicos de las Unidades terminales Remotas, RTUs en el proceso de integración de variables de supervisión, para cumplimiento de lo establecido en el acuerdo CNO 1899, el cual define los requisitos técnicos para la declaración en operación comercial de entrada de proyectos.

Una vez el proyecto supervisado a través de RTUs ha sido declarado en operación, el CND realiza seguimiento continuo de la calidad y confiabilidad de las variables de supervisión según lo definido en el acuerdo CNO 1411, en el cual se establecen los procedimientos y los indicadores relacionados con la supervisión del SIN.

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

**5.5.2.17. Requerimientos para que el transportador realice solicitudes e imparta instrucciones de inclusión de relés de frecuencia, en puntos estratégicos de la red donde sea necesario implementar deslastres de carga para preservar la estabilidad del sistema.**

Al respecto, la Empresa señala, que los requisitos técnicos de protecciones del anexo CC4 del código de redes son mandatorios en el sitio de conexión, tanto del lado del transportador como del lado del usuario, por tanto, los relés de frecuencia deben estar siempre disponibles en todas las subestaciones, incluyendo puntos estratégicos de la red, para ser ajustados con los requisitos establecidos por los transportadores responsables del punto de conexión, según necesidad eléctricas y operativas del SIN.

Respecto a los deslastres de carga para preservar la estabilidad del sistema, la Empresa indica que la regulación vigente CREG 061 de 1996 define en el diseño del Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC) por Baja Frecuencia que cada empresa distribuidora en coordinación con las comercializadoras que operan en su área de influencia seleccionará los usuarios que estarán incluidos en las diferentes etapas del EDAC.

Adicionalmente, la Empresa informa que la configuración de desconexiones por baja frecuencia en el STN, en puntos estratégicos de la red, se encuentra habilitada en la interconexión Colombia - Ecuador, como parte del esquema de respaldo de separación de áreas (ESA), el cual es desplegado para propender por la integridad del sistema eléctrico colombiano ante eventos de gran magnitud en el sistema ecuatoriano, para lo cual este esquema considera el disparo de los circuitos que conforman la interconexión para frecuencias inferiores a 59.3 Hz por más de 200 ms.

**5.5.2.18. Verificación (es) que realiza el CND, respecto de los principios generales y las características técnicas de los equipos de**

**supervisión y control y los mecanismos para el intercambio de información de supervisión y control.**

La Empresa manifiesta que de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.2 del Anexo CC6 del código de conexión, es responsabilidad del propietario del equipo supervisar la operación y mantenimiento de las RTU.

No obstante, el CND evalúa el correcto funcionamiento de las RTUs que sean propiedad de los agentes o generadores a través del cumplimiento del Acuerdo CNO 1411, en el cual se establecen los procedimientos y los indicadores relacionados con la supervisión del SIN. En el mismo se definen los puntos a supervisar.



Por otra parte, según lo indicado, en el acuerdo se evalúan los indicadores de supervisión y confiabilidad de la supervisión de los activos. En el comité de supervisión del CNO se realiza seguimiento mensual al cumplimiento de la supervisión, según la definición del Acuerdo CNO 1411.

### **5.5.3. Código de Operación**

En el marco de la evaluación integral realizada a XM S.A. E.S.P., se analizó el cumplimiento de las funciones asociadas al Código de Operación, en su calidad de CND, conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones, así como a los Acuerdos Técnicos expedidos por el CNO.

La evaluación permitió verificar que XM desarrolla las actividades de planeación operativa, despacho económico, operación en tiempo real y coordinación de maniobras, bajo un marco metodológico consistente, soportado en modelos de optimización, herramientas tecnológicas especializadas y procedimientos formalizados, orientados a garantizar la seguridad, confiabilidad y calidad del servicio eléctrico en el SIN.

#### **5.5.3.1. Planeamiento operativo energético**

 <p><b>Superservicios</b></p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	 <p><b>SIGME</b></p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------

El planeamiento operativo energético bajo una descomposición funcional y temporal, tal como establece el código de operación diferenciando horizontes de **largo, mediano y corto plazo**, con carácter indicativo.

- i. Para el largo plazo, XM emplea modelos de optimización estocástica con horizonte de cinco (5) años y resolución mensual, incorporando escenarios de demanda, hidrología, disponibilidad de generación, restricciones operativas de embalses, costos de combustible, mantenimientos, red de transmisión e intercambios internacionales. Este ejercicio permite evaluar la suficiencia energética del sistema y los riesgos asociados a eventos extremos.
- ii. En el mediano plazo, el planeamiento se desarrolla con horizonte de dos (2) años y resolución semanal, utilizando metodologías consistentes con el largo plazo, pero con mayor granularidad operativa. Para las primeras semanas, se incluye resolución horaria, lo que permite anticipar condiciones críticas y ajustar la política operativa.
- iii. Para el corto plazo, XM elabora análisis determinísticos diarios, apoyados en los resultados del mediano plazo, con el fin de evaluar el balance energético, la evolución de los embalses, la participación de fuentes renovables no convencionales y las reservas operativas del sistema.

Como resultado de XM obtiene indicadores de confiabilidad, tales como el Valor Esperado de Racionamiento (VERE) y el VERE Condicionado (VEREC), los cuales son presentados de manera periódica al CNO y a las autoridades competentes, en cumplimiento del marco normativo.

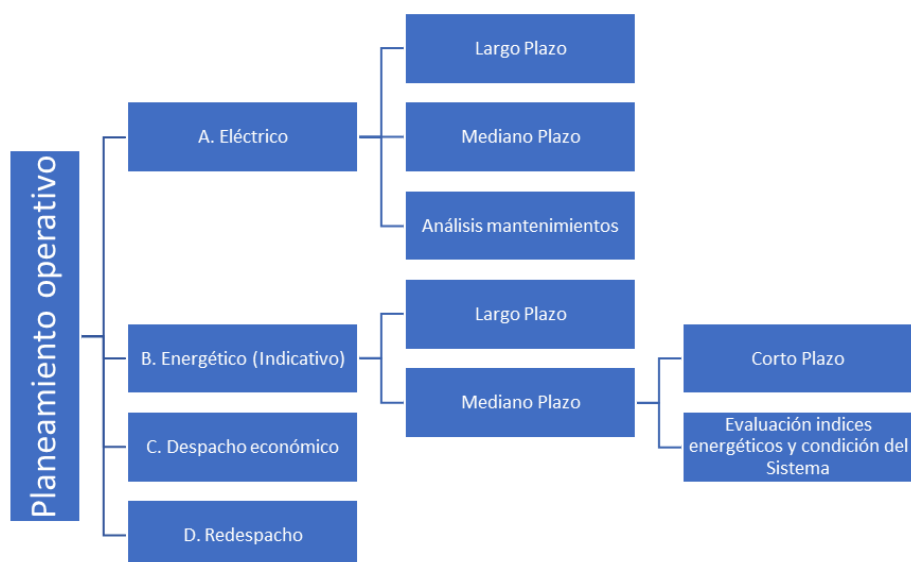
#### **5.5.3.2. Planeamiento Operativo Eléctrico**

La evaluación evidenció que XM S.A. E.S.P desarrolla el Planeamiento Operativo Eléctrico con el objetivo de garantizar que la operación integrada de los recursos de generación y transmisión cubra la demanda con adecuados niveles de seguridad y confiabilidad. Para

ello, se realizan estudios de flujo de carga, contingencias, estabilidad y cortocircuito, considerando criterios técnicos de tensión, cargabilidad, estabilidad transitoria y dinámica, conforme a los límites definidos en el Código de Operación.

Estos análisis permiten identificar restricciones eléctricas relevantes y definir recomendaciones operativas que son incorporadas tanto en el despacho económico como en la operación en tiempo real.

Figura 5 Diagrama Planeamiento Operativo Descomposición Funcional y temporal.





Fuente: X.M. S.A. E.S.P

En la Figura 5 se indica como el CND inicia el planeamiento operativo eléctrico de largo y mediano plazo con el fin de evaluar los límites de intercambios, generaciones mínimas y restricciones eléctricas.

#### 5.5.3.3. Despacho Económico Horario

Se verificó que XM S.A. E.S.P ejecuta diariamente el Despacho Económico Horario para el día siguiente, con resolución horaria, determinando la asignación de generación y reservas



 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

con el objetivo de atender la demanda al menor costo posible, respetando las restricciones técnicas y operativas del SIN.

El proceso se soporta en información declarada por los agentes, incluyendo disponibilidad horaria, precios de oferta, costos de arranque y parada, parámetros técnicos, pronósticos de demanda, condiciones hidrológicas, mantenimientos programados y compromisos regulatorios. XM S.A. E.S.P aplica validaciones automáticas y controles previos sobre esta información antes de elaborar el despacho.

Como resultado, se generan los programas horarios de generación, las asignaciones de reservas, la programación de pruebas, la atención de transacciones internacionales de electricidad y las recomendaciones eléctricas, los cuales son publicados de manera transparente para conocimiento de los agentes.

#### **5.5.3.4. Operación en Tiempo Real y Supervisión**

Durante la operación en tiempo real, XM supervisa de manera continua el cumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad establecidos en el Código de Operación. Para ello, cuenta con sistemas tecnológicos especializados, entre los que se destacan plataformas SCADA, herramientas de análisis en línea, sistemas de conciencia situacional y aplicaciones de simulación eléctrica.

Estas herramientas permiten monitorear variables críticas del sistema, generar alarmas visuales y sonoras, y apoyar la toma de decisiones operativas oportunas para mantener la operación del SIN dentro de los límites normativos.

#### **5.5.3.5. Coordinación de Maniobras y Código de Conexión**

XM S.A. E.S.P coordina las maniobras en los activos del Sistema de Transmisión Nacional y en las interconexiones internacionales, conforme a los procedimientos establecidos en el Código de Operación y el Código de Conexión. Las instrucciones operativas son impartidas

por el CND mediante comunicaciones grabadas, con trazabilidad y registro, garantizando claridad, seguridad y responsabilidad en su ejecución.

XM cuenta con procedimientos definidos para la coordinación de maniobras en líneas y transformadores, incluyendo activos operados por múltiples agentes, asegurando que estas actividades se realicen bajo criterios de seguridad operativa y protección de personas y equipos, en concordancia con la regulación vigente.

#### **5.5.4. Bolsa de Energía – CREG 024 de 1995**

##### **5.5.4.1. Aspectos generales**

La evaluación integral de XM S.A. E.S.P., en su rol de administrador y operador del MEM, se fundamenta en las Resoluciones CREG 024 y 025 de 1995. Tras la auditoría presencial realizada en noviembre de 2025, la SSPD ha verificado que XM actúa como el eje central de la planeación técnica y liquidación económica del sector.

En cumplimiento de su mandato, XM articula tres pilares fundamentales que presentan el siguiente estado evaluado:

- i. Operación del Sistema (CND): XM coordina los recursos de generación y transmisión para asegurar una operación segura y confiable. Se destaca el uso del sistema SCADA y el monitoreo de más de 64.000 variables en tiempo real para mantener el balance generación-demanda.
- ii. Administración Comercial (ASIC) y Liquidación (LAC): XM gestiona el registro de agentes, contratos de largo plazo y fronteras comerciales. Se observó un incremento significativo en el registro de fronteras desde 2022, lo que ha obligado a realizar ajustes en los sistemas internos para garantizar la trazabilidad operativa.

- iii. Tecnología y Transformación Digital: La infraestructura de XM opera bajo un enfoque híbrido (On-premise y Cloud Azure). los aspectos generales reflejan una entidad con alta robustez tecnológica y cumplimiento normativo en sus procesos de despacho y liquidación.

#### **5.5.4.2. Criterios para el despacho económico**

El despacho económico ejecutado por XM S.A. E.S.P. tiene como objetivo primordial la atención de la demanda nacional de energía mediante la minimización de los costos variables de generación. Durante la visita técnica de noviembre de 2025, la Superservicios verificó que este proceso se realiza para un horizonte de 24 horas (día siguiente) bajo los siguientes criterios técnicos y normativos:

1. Modelo de Optimización (Algoritmo): XM utiliza modelos matemáticos de programación lineal entera mixta, soportados en el lenguaje de modelado GAMS y resueltos mediante el motor Gurobi (Simplex). Este sistema procesa las ofertas de precio y declaraciones de disponibilidad enviadas por los agentes generadores antes de las 08:00 horas de cada día.
2. Insumos del Despacho (Acorde a CREG 024): Se constató que el despacho ideal se construye considerando:
  - ✓ Ofertas de Precio: El precio al cual cada planta está dispuesta a generar.
  - ✓ Disponibilidad Real: La capacidad técnica declarada de cada unidad.
  - ✓ Demanda Esperada: Pronósticos horarios de consumo nacional.
  - ✓ Configuración de Red: Topología del sistema de transmisión para identificar restricciones.
3. Criterio de Orden de Mérito: El despacho se realiza en "orden de mérito", seleccionando primero las plantas con menores costos variables hasta cubrir la demanda. La última planta necesaria para satisfacer el requerimiento de energía en

cada hora define el Precio de Bolsa (Precio Marginal), el cual se remunera a todos los generadores despachados en ese periodo, garantizando la eficiencia económica del mercado.

4. Integración de Restricciones Técnicas (Vínculo con CREG 025): Aunque el despacho ideal busca el costo mínimo, XM debe ajustar el "Despacho Real" por seguridad sistémica. En la evaluación se verificó el uso de herramientas como DigSilent para el análisis eléctrico, asegurando que el despacho económico no vulnere los límites de estabilidad, niveles de tensión y cargabilidad de las líneas de transmisión (criterio N-

#### **5.5.4.3. Procedimientos**

La evaluación integral de los procedimientos ejecutados por XM S.A. E.S.P., en su calidad de administrador del Mercado de Energía Mayorista (MEM), se centra en verificar la consistencia entre el marco regulatorio (principalmente el Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995) y la operación real del sistema. Esta sección analiza la capacidad institucional de la entidad para transformar datos operativos en transacciones económicas confiables, asegurando la neutralidad y eficiencia en la formación de precios.

A través de las funciones del ASIC y el LAC, XM articula un ciclo de información que es objeto de esta evaluación bajo tres dimensiones críticas:

- i. Exactitud Algorítmica y Operativa: XM muestra el uso de herramientas de optimización (Gurobi/Simplex) para garantizar que el despacho ideal y el precio de bolsa reflejan las condiciones de oferta y demanda bajo criterios de optimización de costos.
- ii. Trazabilidad y Calidad de la Información: La gestión del registro de fronteras comerciales y el procesamiento de medidas, validando que el flujo de datos desde

los agentes hacia XM cumple con los estándares de integridad necesarios para la liquidación.

- iii. Seguridad Sistémica y Financiera: Se verifica el cumplimiento de los plazos regulados de liquidación (ciclos TX) y la administración de los cargos por uso del sistema (STN, STR y SDL), elementos que garantizan la sostenibilidad financiera de la cadena de prestación del servicio.

#### **5.5.4.3.1. Balance**

El balance es el procedimiento técnico-comercial mediante el cual XM, en su función de ASIC, realiza el cierre horario de las transacciones de energía. Este proceso tiene como objetivo fundamental calcular el despacho ideal y contrastarlo con los consumos reales (medidas) para la asignación de los contratos de energía a largo plazo.

De acuerdo con la metodología establecida en el Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995 y lo verificado en la evaluación in situ, el balance se desarrolla bajo los siguientes parámetros operativos:

- i. Asignación de Contratos y Saldos en Bolsa: XM utiliza el balance para determinar los excedentes o faltantes de cada agente participante. La enajenación de energía en cantidades superiores o inferiores a las pactadas en los contratos de largo plazo (como los tipos PC, PD o PCED analizados en la evaluación) constituye el objeto de las transacciones en la bolsa, cuyos precios se fijan según las reglas de formación de precio marginal.
- ii. Interacción de la Medida y el Despacho: La evaluación permitió constatar que el balance depende de la integridad de las fronteras comerciales. XM procesa las lecturas horarias y, en cumplimiento del Código de Medida, realiza el cálculo de la demanda comercial (incluyendo pérdidas referidas al STN) para asegurar que la energía inyectada iguale a la energía retirada más las pérdidas.

- iii. Ciclos de Liquidación y Ajustes: El balance se ejecuta en versiones sucesivas (TX1 y TX2). No obstante, se identificó que la firmeza de este balance puede verse afectada por reliquidaciones posteriores (TX3 a TXn) derivadas de correcciones en los reportes de los comercializadores o ajustes en los factores de pérdidas regionales, lo que genera movimientos financieros adicionales en meses posteriores a la operación.

### **Observaciones de la Evaluación Integral**

Durante la revisión de los procesos de balance, la Superservicios identificó que la creciente complejidad por la entrada de nuevos agentes de generación variable y la gestión de áreas de distribución (ADD) exige una mayor automatización en la validación de los deltas de liquidación.

Se recomendó a XM fortalecer la trazabilidad de los ajustes realizados entre la liquidación preliminar y la definitiva para reducir el número de ajustes y la incertidumbre en los cargos liquidados a los agentes del mercado.

#### **5.5.4.3.2. Asignación de contratos de energía a largo plazo**

Este procedimiento evalúa la gestión de XM en el registro y liquidación de los acuerdos bilaterales entre generadores y comercializadores. De acuerdo con el Artículo 7 de la Resolución CREG 024 de 1995, estos contratos permiten a los agentes pactar libremente precios y cantidades para cubrir su exposición al precio de bolsa. La evaluación integral verificó que XM clasifica y despacha estos contratos según las siguientes modalidades técnicas presentadas en la visita de 2025:

- i. Pague lo Contratado (PC): En esta modalidad, el comprador se compromete a pagar la totalidad de la energía pactada, independientemente de su consumo real. XM asigna estas cantidades de manera prioritaria en el primer balance de liquidación.

- ii. Pague lo Demandado (PD): La cantidad de energía asignada al contrato está limitada por la demanda real del comercializador. Si la demanda es inferior a la cantidad contratada, solo se liquida lo efectivamente consumido, y el exceso de energía del generador se valora a precio de bolsa.
- iii. Pague lo Contratado Condicionado a la Energía Disponible (PCED): Esta modalidad vincula la obligación del contrato a la disponibilidad real de la planta del vendedor. XM realiza un recálculo en el segundo balance de bolsa para considerar los excedentes de generación tras haber cubierto los contratos PC y PD.

**Observaciones de la Evaluación Integral:**

- ✓ Innovación Tecnológica (Blockchain): Se constató que XM ha implementado la tecnología Blockchain en el Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (SICEP) para el registro de contratos derivados de la Resolución CREG 130 de 2019. Esta herramienta garantiza la inmutabilidad de los datos, la transparencia en las adjudicaciones y la trazabilidad total de los contratos de largo plazo.
- ✓ Eficiencia en el Registro: La evaluación técnica evidenció que la automatización del registro a través de plataformas digitales ha reducido los tiempos de procesamiento, permitiendo que la información contractual se integre de forma oportuna en los ciclos de liquidación diaria (TX1).
- ✓ Seguimiento a Convocatorias: XM realiza la administración de las convocatorias públicas para el mercado regulado, asegurando el cumplimiento de los principios de transparencia y neutralidad. Se identificó que la entidad realiza un monitoreo constante sobre los plazos de las convocatorias y la participación de oferentes para evitar riesgos de desabastecimiento en los comercializadores

**5.5.4.3.3. Determinación de la disponibilidad comercial**

La determinación de la disponibilidad comercial es el proceso mediante el cual XM valida la capacidad real de entrega de energía de cada unidad o planta de generación. En este procedimiento, para cada recurso, se establece su capacidad de participación en el mercado con base en las disponibilidades reales (estado físico de las máquinas) y las características técnicas de los equipos (parámetros técnicos declarados).

De acuerdo con la evaluación integral realizada, este proceso se gestiona bajo los siguientes criterios técnicos:

- i. **Declaración y Verificación:** Los agentes generadores reportan diariamente a través del aplicativo RÍO la disponibilidad de sus plantas. XM procesa esta información contrastándola con los parámetros técnicos registrados (capacidad efectiva, rampas de carga, mínimos técnicos). La disponibilidad comercial es el insumo base para que el motor de optimización (Gurobi) determine qué plantas pueden cubrir la demanda al menor costo.
- ii. **Impacto de las Fronteras de Generación:** Como se analizó en la presentación de "Registro de Fronteras", la disponibilidad comercial está intrínsecamente ligada al punto de medición. Si una frontera de generación presenta fallas de telemida, la disponibilidad comercial puede verse afectada en la liquidación, ya que XM debe dar prioridad a la generación real verificada para el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme (OEF).
- iii. **Pruebas de Disponibilidad:** La evaluación integral verificó que XM coordina pruebas periódicas para constatar que la disponibilidad declarada comercialmente coincide con la capacidad técnica real de la unidad. El incumplimiento en estas pruebas deriva en ajustes a la baja de la disponibilidad comercial y potenciales sanciones o reliquidaciones por parte del ASIC.

### **Observaciones de la Evaluación Integral**



Se identificó que XM ha fortalecido el monitoreo de las características técnicas mediante herramientas de análisis de datos, lo que permite detectar inconsistencias entre las declaraciones de disponibilidad y el comportamiento histórico de las plantas. Sin embargo, ante el aumento de plantas solares y eólicas (fuentes no convencionales), se recomendó a XM ajustar los protocolos de disponibilidad comercial para considerar la variabilidad técnica inherente a estos recursos, asegurando que su integración no comprometa la firmeza del despacho.

#### **5.5.4.3.4. Cálculo del precio en la bolsa de energía**

El cálculo del precio de bolsa es el procedimiento mediante el cual se determinan las señales económicas para todas las transacciones del Mercado de Energía Mayorista (MEM). De acuerdo con la normativa vigente, el precio horario de bolsa se fundamenta en la casación entre oferta y demanda dentro de un escenario de despacho ideal.

La evaluación integral verificó que XM aplica los siguientes componentes para la formación del precio:

- i. **Máximo Precio Nacional Ofertado (MPO):** El precio base es igual al precio de oferta de la planta flexible más costosa (marginal) requerida para cubrir la demanda en el despacho ideal. Esto incluye la demanda total doméstica, exportaciones a Panamá, demanda internacional de despacho coordinado y demanda no doméstica.
- ii. **Valor Adicional (Delta de Incremento):** Al MPO se le suma un delta calculado según el Anexo A-4 de la Resolución CREG-024 de 1995. Este valor adicional cubre los costos no remunerados por la ganancia inframarginal, tales como los precios de arranque y parada de plantas térmicas y los costos de generación de recursos que resultan inflexibles en el despacho ideal.
- iii. **Tratamiento de Importaciones (Intercambio con Ecuador para TIES):** Las importaciones se integran como un recurso de generación adicional. Su precio de

oferta equivale al precio del país exportador en su nodo frontera, adicionando los cargos de transporte hasta el STN, el Costo Equivalente Real de Energía (CERE) del Cargo por Confiabilidad (si aplica) y los cargos propios de los generadores nacionales. Para efectos de liquidación, se les asigna una disponibilidad comercial igual a la importación real efectuada.

**Infraestructura Tecnológica y Control de Mercado:** Como parte de la evaluación, se constató el uso de herramientas de vanguardia para asegurar la precisión de este cálculo:

- ✓ Algoritmo de Optimización: XM utiliza el software "Simplex", basado en el lenguaje de modelado GAMS con el motor de solución Gurobi. Este sistema minimiza los costos en un horizonte de 24 horas, resolviendo ecuaciones de balance para garantizar que la oferta cubra la demanda comercial informada.
- ✓ Vigilancia del Poder de Mercado: En cumplimiento de la Resolución CREG 101 018 de 2023, XM aplica diariamente el Índice de Oferta Residual (IOR) para detectar posibles ejercicios de poder de mercado en los precios de oferta. Si un agente cumple con las pruebas de dominancia y conducta, XM emite una notificación formal a la Superintendencia y FTP: /INFORMACION\_XM/INFORMACIONSSPD/PoderMercado/.

#### **Observaciones de la Evaluación Integral**

- ✓ Trazabilidad de la Información: Se verificó que XM publica diariamente en el FTP comercial y en SIMEM los archivos de ofertas iniciales (OFEI) y la matriz LP del modelo, lo que permite la reproducibilidad del cálculo del precio por parte de las autoridades y agentes.
- ✓ Gestión de Ciberseguridad: Dado que el precio de bolsa es una variable crítica, el aplicativo RÍO (donde se reciben las ofertas) cuenta con cifrado de datos hasta su procesamiento y auditorías de trazabilidad bajo la certificación ISO 27001.

- ✓ Dependencia Hidráulica: Se observó que el precio de bolsa presenta una alta sensibilidad a la hidrología, dado que aproximadamente el 63% de la capacidad instalada es hidráulica, lo que resalta la importancia de la exactitud en el costo de oportunidad del agua dentro del modelo

#### **5.5.4.3.5. Cálculo de las desviaciones y sus pagos**

El cálculo de las desviaciones es el procedimiento mediante el cual XM, en su función de ASIC, evalúa la disciplina operativa de los agentes generadores que no participan en la regulación secundaria de frecuencia (AGC). Este proceso tiene como objetivo determinar las diferencias entre el despacho programado y la generación real horaria de cada planta, aplicando criterios de penalización cuando se excedan los límites de tolerancia establecidos en la normativa.

De acuerdo con la evaluación integral realizada y los registros de la visita técnica de 2025, el procedimiento se desarrolla bajo los siguientes parámetros:

- i. Identificación de Desviaciones: XM determina para cada hora del día de operación si una planta generó por encima (desviación positiva) o por debajo (desviación negativa) de lo programado en el despacho nacional coordinado.
- ii. Mecánica de Liquidación y Penalización:
  - ✓ Desviaciones Negativas: Cuando una planta entrega menos energía de la programada, se genera una obligación de pago. Si esta diferencia excede la tolerancia definida, el agente debe remunerar al sistema por la energía no entregada.
  - ✓ Vínculo con el Cargo por Confiabilidad: Durante la evaluación se constató que, en condiciones de escasez (donde el Precio de Bolsa supera el Precio de Escasez), las desviaciones negativas adquieren una criticidad mayor. El

agente que incumple su Obligación de Energía Firme (OEF) debe pagar la diferencia entre el Precio de Bolsa (PB) y el Precio de Escasez (PE) por la magnitud del faltante.

- ✓ Tolerancias y Excepciones: Se verificó que XM aplica criterios de tolerancia técnica para no penalizar fluctuaciones menores propias de la operación. No obstante, los recursos considerados "inflexibles" (como plantas en pruebas o fitosanitarias) reciben un tratamiento diferenciado en el despacho ideal para evitar desviaciones artificiales.

#### **Observaciones de la Evaluación Integral**

- ✓ Trazabilidad y Transparencia: XM publica mensualmente en el "Informe de Ventas" (Documento Valorable ASIV) y en la "Factura Electrónica de Venta" (ASIC) el detalle de los montos liquidados por concepto de desviaciones tanto para generadores como para comercializadores.
- ✓ Información para Supervisión: Como resultado de la visita, la SSPD solicitó a XM la entrega desagregada de las desviaciones positivas y negativas registradas desde el 1 de enero de 2023 hasta la entrada de la Res. CREG 066 de 2025. Esta información es vital para evaluar el impacto de los incumplimientos en la estabilidad de los precios del mercado.
- ✓ Modernización de la Interoperabilidad: Se identificó que el módulo de trazabilidad de las desviaciones constituye uno de los componentes críticos que la Superintendencia requiere integrar en tiempo casi real. En este sentido, se plantea la implementación de una API dedicada y la modernización del Sistema Único de Información (SUI), con el fin de habilitar el intercambio automatizado y oportuno de información. Esta iniciativa contribuirá de manera directa al fortalecimiento de las funciones de inspección, vigilancia y control, al proporcionar insumos más

oportunos, confiables y trazables para la ejecución de acciones de control sobre las empresas vigiladas.

#### **5.5.4.3.6. Cálculo de las restricciones de transmisión**

El cálculo de las restricciones es el procedimiento técnico mediante el cual XM, en su doble rol de CND y ASIC, identifica y valora las diferencias operativas que surgen cuando el despacho real (ejecutado por seguridad y confiabilidad) se desvía del despacho ideal (resultado del orden de mérito económico). Este proceso permite conciliar los sobre costos generados por limitaciones físicas en la infraestructura de transporte y asignar su costo a los agentes del mercado.

De acuerdo con la evaluación integral realizada y el marco normativo vigente (Resoluciones CREG 011 de 2009 y CREG 015 de 2018), el procedimiento se ejecuta bajo los siguientes criterios:

- i. Origen de las restricciones: Las diferencias se originan por la necesidad de despachar plantas más costosas para mantener los niveles de tensión, estabilidad y cargabilidad de las líneas dentro de los límites operativos (criterio N-1). XM utiliza herramientas como DigSilent para realizar simulaciones eléctricas que alimentan iterativamente el modelo de despacho.
- ii. Cálculo del Costo: El costo de la restricción corresponde a la diferencia entre el valor de la generación en el despacho real y el valor que habría tenido en el despacho ideal. Este cálculo incluye conceptos de reconciliación positiva para plantas que generaron por fuera del ideal y reconciliación negativa para aquellas que debieron reducir su producción.
- iii. Asignación de Costos: Los sobre costos por restricciones son liquidados mensualmente por el ASIC y se asignan a los comercializadores a prorrata de su

demanda comercial, viéndose reflejados como un rubro específico en la Factura Electrónica de Venta.

- iv. Gestión del LAC y Compensaciones: El Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) supervisa la remuneración de los activos de transporte en el STN y STR. La evaluación integral verificó que XM realiza el cálculo mensual de compensaciones cuando se presentan activos no disponibles, lo cual impacta directamente la liquidación de ingresos de los transportadores.

#### **Observaciones de la Evaluación Integral**

- ✓ Trazabilidad y Automatización: Se constató que XM ha implementado la plataforma RPM LAC para gestionar deltas y reliquidaciones, buscando mejorar la precisión en la validación de la energía facturada y los cargos de transporte.
- ✓ Control de la Demanda No Atendida: XM tiene la potestad de instruir demanda no atendida en escenarios extremos para preservar la integridad del sistema ante restricciones severas, siguiendo los criterios de seguridad y confiabilidad del Código de Redes.
- ✓ Punto de Mejora: Se identificó que las solicitudes de ajustes a la factura por concepto de restricciones en el STN y STR requieren un seguimiento riguroso, por lo que la SSPD solicitó el detalle de las reclamaciones procedentes y no procedentes durante el año 2024 para auditar los criterios de aceptación de XM.

#### **5.5.4.3.7. Función de demandas agregadas y pérdidas**

Este procedimiento tiene como objetivo establecer la capacidad real de entrega de energía de cada recurso de generación para el despacho económico. Según el Anexo A-2 de la Resolución CREG 024 de 1995, la disponibilidad es la cantidad de potencia neta que una unidad o planta de generación es capaz de entregar al sistema durante un periodo determinado.

En cumplimiento de la normativa y lo verificado durante la evaluación integral, XM ejecuta este proceso bajo los siguientes parámetros:

- i. Declaración de Disponibilidad: Los agentes generadores deben declarar diariamente al Centro Nacional de Despacho (CND), a través del aplicativo RÍO, la disponibilidad esperada de sus recursos para las 24 horas del día siguiente. Esta declaración debe ser coherente con las características técnicas y la configuración operativa de las plantas.
- ii. Disponibilidad Comercial vs. Real: La función de disponibilidad calcula la Disponibilidad Comercial basándose en la disponibilidad real reportada, ajustada por las limitaciones de la red (restricciones) y el cumplimiento de las pruebas de capacidad. Conforme al Anexo A-2, si una planta no cumple con la disponibilidad declarada durante la operación real, XM procede a realizar los ajustes en la liquidación de las transacciones.
- iii. Monitoreo y Auditoría: XM realiza el seguimiento de las indisponibilidades (programadas y no programadas). La evaluación integral constató que el CND valida que las salidas de las unidades por mantenimiento cuenten con la debida coordinación para no comprometer la seguridad del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

#### **Observaciones de la Evaluación Integral**

- ✓ Robustez del Aplicativo RÍO: Se validó que el aplicativo RÍO cuenta con protocolos de ciberseguridad y firmas digitales que garantizan la integridad de las declaraciones de disponibilidad, evitando alteraciones no autorizadas en la cadena de información.
- ✓ Gestión de Fronteras y Disponibilidad: Como se analizó en la presentación de "Registro de Fronteras", la disponibilidad comercial está ligada a la correcta configuración de la frontera de generación. Se identificó un incremento en la

complejidad de este proceso debido a la entrada masiva de recursos de generación variable (FNCER), lo que ha llevado a XM a implementar planes de normalización para asegurar que la disponibilidad de estos recursos se refleje correctamente en el balance.

- ✓ Tratamiento de Recursos Térmicos: En línea con lo detectado en la revisión del "Informe de Poder de Mercado", la evaluación enfatizó la importancia de que XM aplique estrictamente la selección de la mayor declaración de disponibilidad entre las distintas configuraciones declaradas por los recursos térmicos, según lo exige la regulación vigente para evitar distorsiones en el Índice de Oferta Residual (IOR).

#### **5.5.4.3.8. Función liquidación de las transacciones**

Este procedimiento constituye la etapa final del ciclo operativo de XM, donde se cuantifican económicamente los intercambios de energía y los servicios del sistema. Según el Anexo A-3 de la Resolución CREG 024 de 1995, la liquidación debe reflejar el valor neto de las transacciones para cada agente, considerando las compras y ventas en bolsa, las reconciliaciones, las restricciones y los cargos por uso.

En el marco de la evaluación integral, se analizó el cumplimiento de este proceso bajo los siguientes estándares operativos:

- i. Ciclo de Liquidación y Versiones (Ciclo TX): XM ejecuta la liquidación en versiones sucesivas para permitir la validación por parte de los agentes. Según se verificó en la presentación de "Plazos de Liquidación", el cronograma regulado (Res. CREG 157 de 2011) establece:
  - ✓ TX1 y TX2 (Liquidación Diaria): Publicadas al segundo y quinto día calendario posterior a la operación, respectivamente.
  - ✓ TXR (Resumen Mensual): Publicado dentro de los primeros cinco días calendario del mes siguiente.



- ✓ TXF (Factura Mensual): Emitida a más tardar el décimo día calendario del mes siguiente al consumo.
- ii. Gestión de Documentos Valorables: La facturación electrónica es el instrumento formal para el recaudo. XM emite facturas de venta (ASIC) e informes para beneficiarios (LAC) que incluyen rubros específicos como Energía en Bolsa, Cargo por Confiabilidad, Restricciones y Desviaciones. Se constató que XM utiliza proveedores tecnológicos para asegurar que el envío a la DIAN y a los agentes cumpla con la normativa tributaria vigente.
- iii. Ajustes a la Facturación (TX3 a TXn): Conforme al Anexo A-3 y la Res. CREG 084 de 2007, XM emite notas crédito o débito por ajustes derivados de reclamaciones de agentes o revisiones de oficio en las que se detecten errores en los cálculos o en la información de frontera. Estos ajustes son críticos para mantener la equidad financiera ante reportes tardíos de costos de combustible o fallas en sistemas de medición.

#### **5.5.4.3.9. Función precio en la bolsa de energía**

Este procedimiento tiene como objetivo calcular las señales de precio que rigen las transacciones horarias en el Mercado de Energía Mayorista (MEM). De acuerdo con el Anexo A-4 de la Resolución CREG 024 de 1995, el precio de bolsa se determina en el despacho ideal y refleja el costo de la planta marginal necesaria para cubrir la demanda.

En cumplimiento de la normativa y lo verificado en la evaluación integral, XM ejecuta este proceso bajo los siguientes criterios:

- i. Cálculo del Precio de Bolsa Horario: El precio es igual al Precio de Oferta de la planta con el máximo precio de oferta (MPO) requerida para cubrir la demanda total (doméstica, exportaciones y demanda no doméstica) en el despacho ideal, más el Valor Adicional previsto en el Anexo A-4.

- ii. Valor Adicional y Costos de Inflexibilidad: El Anexo A-4 establece la metodología para calcular los incrementos en el precio derivados de la operación de plantas que, siendo necesarias para el sistema, presentan inflexibilidades técnicas o costos de arranque y parada que no son cubiertos por el precio marginal simple. XM integra estos costos para asegurar la suficiencia en la remuneración de los recursos despachados.
- iii. Uso de Algoritmos de Optimización: La evaluación integral constató que XM emplea el motor Gurobi (Simplex) para resolver el despacho ideal. Este software garantiza que la selección de la planta marginal se realice bajo el principio de mínimo costo, considerando las 24 horas del día de operación y las ofertas económicas presentadas por los agentes a través del aplicativo RÍO.

#### **Observaciones de la Evaluación Integral**

- ✓ Vigilancia del Poder de Mercado: En este punto, la evaluación identificó la importancia del cumplimiento de la Res. CREG 101 018 de 2023. Se detectaron inconsistencias en los archivos de soporte ("Informe\_SSPD\_Poder\_Mercado\_2311") respecto a la agregación de recursos bajo Situación de Control, lo cual es crítico para validar que el precio de bolsa no sea objeto de distorsiones por parte de agentes dominantes.
- ✓ Transparencia en la Información: Se verificó que XM publica los resultados del precio de bolsa y los archivos soporte (como las ofertas de los agentes) en el portal SIMEM y el FTP comercial, permitiendo la replicabilidad del cálculo por parte de los supervisores y participantes del mercado.
- ✓ Sensibilidad Hidrológica: Se observó que la formación del precio mantiene una alta dependencia de los aportes hídricos y el costo de oportunidad del agua, lo que

resalta la necesidad de una fiscalización rigurosa sobre las declaraciones de disponibilidad y ofertas de las plantas hidráulicas.

#### **5.5.4.3.10. Función reconciliación**

La función de reconciliación es el procedimiento mediante el cual XM, en su rol de ASIC, valora las diferencias económicas que surgen cuando la generación real de una planta no coincide con su generación programada en el despacho ideal. Este proceso es fundamental para asegurar que los agentes sean remunerados o cargados de forma justa por desviaciones justificadas técnicamente o por requerimientos de seguridad del sistema.

De acuerdo con la metodología del Anexo A-5 de la Resolución CREG 024 de 1995 y lo verificado en la evaluación integral, el procedimiento se fundamenta en:

##### **i. Tipos de Reconciliación:**

- ✓ **Reconciliación Positiva:** Se presenta cuando la generación real es mayor a la ideal. Esta energía se valora al Precio de Reconciliación Positiva, el cual busca cubrir los costos variables de la planta despachada por fuera del orden de mérito por razones de restricciones o seguridad.
- ✓ **Reconciliación Negativa:** Ocurre cuando la generación real es menor a la ideal. En este caso, el generador debe devolver el margen entre el precio de bolsa y su costo variable, garantizando que no se lucre por energía que debió entregar, pero no produjo.

- ##### **ii. Componente CERE:**
- El precio de reconciliación incluye el Costo Equivalente Real de Energía (CERE). La evaluación integral constató que XM recauda este componente para alimentar el esquema del Cargo por Confiabilidad, asegurando la sostenibilidad de la prima de energía firme.

- iii. Ajustes por Combustible: Un hallazgo relevante de la evaluación integral es el ciclo de reliquidaciones por combustibles. Debido a que los precios de los generadores térmicos pueden variar, XM realiza ajustes en el mes  $m+2$  una vez recibe las facturas reales de suministro (CSC) y transporte (CTC) de gas o combustibles líquidos.

### **Observaciones de la Evaluación Integral**

- ✓ Impacto en la Firmeza: Se evidenció que el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) está estrechamente ligado a las reconciliaciones en condiciones críticas. Si una planta tiene una reconciliación negativa durante una condición de escasez (donde el Precio de Bolsa supera el de Escasez), el agente debe compensar al mercado por el incumplimiento de su compromiso de firmeza.
- ✓ Transparencia y Trazabilidad: XM publica los detalles de estas transacciones en los documentos valorables mensuales (TXR y TXF), permitiendo a los agentes verificar los rubros de reconciliación y los factores de ajuste por combustible aplicados.
- ✓ Gestión del Riesgo: La evaluación in situ detectó que los retrasos de los agentes en el reporte de facturas de combustible generan versiones sucesivas de ajuste a la facturación (TX3 a TXn), lo que incrementa la carga operativa de XM y la incertidumbre financiera del mercado mayorista.

### **5.5.5. Procedimientos de compra de energía para el mercado regulado –**

#### **SICEP**

#### **5.5.5.1. Auditorías Periódicas e Informes**

### **Observaciones de la Evaluación Integral**

Desconexión entre Auditorías PME y Liquidación (Res. CREG 089 de 2018) Aunque XM cumple formalmente con lo dispuesto en la Resolución CREG 089 de 2018 al remitir a la Superintendencia las auditorías de precios y cantidades declaradas para el cálculo del

Precio Marginal de Escasez (PME), se evidenció una brecha en la aplicación de sus resultados. Los hallazgos de dichas auditorías no son utilizados por XM como insumo para las liquidaciones realizadas a los agentes, debido a que la resolución expedida por la CREG no contempla reglas que vinculan explícitamente los resultados de estas auditorías con el proceso de liquidación financiera. Esta situación genera un riesgo de ineficiencia, ya que las inconsistencias detectadas y reportadas por los auditores no tienen un impacto correctivo en los saldos finales de los agentes participantes.

#### **5.5.6. Cargo por Confiabilidad**

En cuanto al requerimiento de solicitud de presentación de la metodología y descripción detallada de procedimientos para el desarrollo de lo establecido en la Resolución 101 069 DE 2025, con respecto al precio de escasez y cargo por confiabilidad. La empresa XM S.A. E.S.P manifiesta lo siguiente en el Anexo 2 de la respuesta al requerimiento:

*“Al respecto debemos anotar que la solución implementada se concibió de manera modular y que los cambios regulatorios desarrollados, no modificaron los procesos operativos de la Liquidación del SIC, sino que consistió en la modificación de las reglas de negocio asociadas a las variables impactadas en cada uno de los aplicativos y subproceso.*

*Esta solución cuenta con una interfaz gráfica intuitiva y cubre de manera integral las funcionalidades requeridas por la normativa, incluyendo: liquidación diaria y mensual, almacenamiento de resultados en las bases de datos correspondientes, publicación de archivos de soporte para los agentes, y registro de trazabilidad y auditoría.*

*Adicionalmente, se incorporaron funcionalidades de simulación, especialmente útiles para evaluar escenarios con los nuevos precios de escasez. Estas simulaciones fueron fundamentales durante las sesiones de trabajo con las autoridades*

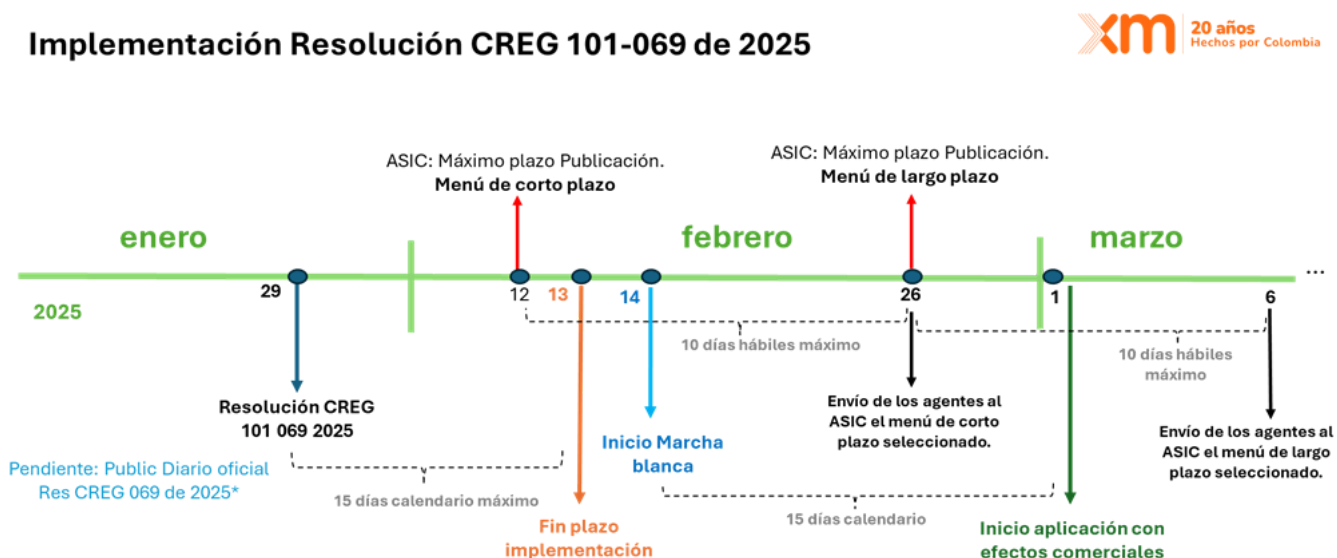
*regulatorias, permitiendo además identificar vacíos normativos en algunas definiciones y variables del proceso.”*

Según lo informado por la empresa, la implementación no implicó una redefinición de los flujos operativos existentes, sino la modificación y ajuste de las reglas de negocio asociadas a las variables impactadas por la regulación, las cuales fueron incorporadas de manera específica en cada uno de los aplicativos y subprocesos involucrados. La solución desarrollada cuenta con una interfaz gráfica que facilita la operación y administración de los cálculos, y cubre de forma integral las funcionalidades exigidas por la normativa, incluyendo la liquidación diaria y mensual, el almacenamiento de resultados en las bases de datos oficiales, la publicación de archivos soporte para los agentes del mercado y la generación de registros de trazabilidad y auditoría.

Adicionalmente, XM S.A. E.S.P. indicó que se incorporaron funcionalidades de simulación, las cuales permitieron evaluar escenarios bajo los nuevos precios de escasez. Estas herramientas fueron utilizadas durante las sesiones de trabajo con las autoridades regulatorias, y facilitaron tanto la validación de los resultados como la identificación de vacíos normativos asociados a ciertas definiciones y variables del proceso

La implementación de la Resolución CREG 101 069 de 2025 se desarrolló bajo un esquema de tres fases, cuya secuencia temporal se encuentra representada en la línea del tiempo de la Figura 6. donde se detallan los períodos correspondientes a cada etapa de implementación, así como las fechas de cálculo, publicación de resultados y otras actividades asociadas, tales como la operación de los menús de corto y largo plazo. Si bien la Fase 3, corresponde al desarrollo de aplicativos, inició formalmente después del primero de marzo de 2025, la planeación y especificación técnica de dichos desarrollos se realizó de manera paralela durante el mes de febrero de 2025, con el fin de asegurar el cumplimiento de los plazos regulatorios.

Figura 6 Línea del tiempo de la implementación.



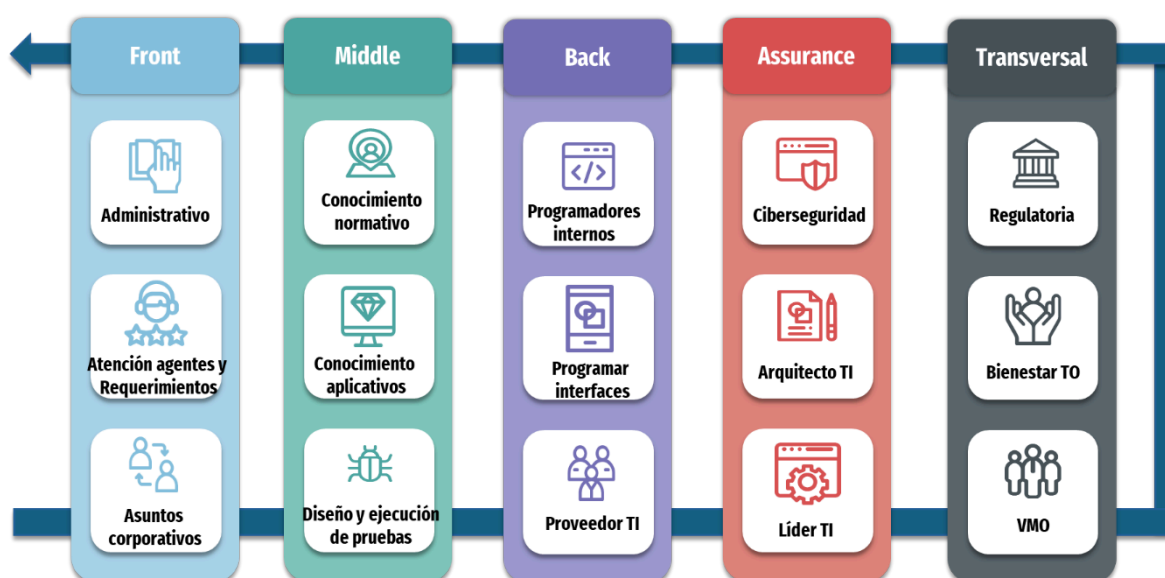
Fuente: XM S.A. E.S.P.

Al cierre de la Fase 2, XM S.A. E.S.P. consolidó la ejecución de desarrollos en un conjunto amplio de aplicativos que soportan los procesos del mercado mayorista de energía. Entre estos se incluyen los sistemas de cálculo de la liquidación (DESARSIC), liquidación de contratos de mercado secundario (LIQ), restricciones y precio de reconciliación negativa (AGC), facturación del SIC, transferencia de información, cálculo y administración de garantías, registro de parámetros del mercado, sistemas de información del Cargo por Confiabilidad y del mercado mayorista, despacho y redespacho programado, modelos de planeación energética de corto plazo, portales de inteligencia de negocios, portales de información institucional, indicadores energéticos del SIN y herramientas de soporte al CND,

entre otros, evidenciando el alcance transversal de la implementación sobre la infraestructura tecnológica de XM.

Para la ejecución de las tres fases, XM S.A. E.S.P. conformó de manera temporal una célula de trabajo interdisciplinaria, cuyo esquema organizacional se presenta en la Figura 7. Esta célula fue integrada por personal de distintas áreas, con el propósito de atender de forma inmediata, coordinada y eficiente los requerimientos derivados de la regulación.

Figura 7 Esquema de trabajo de la célula de implementación regulatoria.



Fuente: XM S.A. E.S.P.

La célula se estructuró en tres frentes principales:

- i. Front, encargado de la interacción con agentes e instituciones, la gestión administrativa y las comunicaciones. Sus funciones incluyen la coordinación de recursos y tiempos, la gestión de riesgos, la atención de requerimientos a través del CRM, la elaboración de documentos y presentaciones, y la alineación de mensajes bajo los lineamientos corporativos.
- ii. Middle, responsable del análisis normativo y el diseño funcional, tuvo a su cargo la traducción de la resolución en requerimientos técnicos y funcionales. Esto incluyó el análisis regulatorio, la evaluación del impacto en los sistemas existentes y la



definición y ejecución de pruebas, así como simulaciones para validar la correcta aplicación de las reglas de negocio y retroalimentar a los entes externos y al regulador.

- iii. Back, enfocado en el desarrollo e implementación técnica, realizó la construcción de la herramienta interna y los ajustes a los sistemas legados. Participaron programadores internos del negocio, encargados del desarrollo funcional y de reportes automatizados, el diseño de interfaces seguras y la integración con sistemas existentes, así como el proveedor TI, quien implementó las reglas de negocio en los sistemas oficiales bajo un enfoque ágil y en paralelo al desarrollo interno.

La implementación en los frentes Middle y Back se ejecutó bajo un enfoque ágil, con trazabilidad completa mediante historias de usuario en Azure DevOps. Este esquema permitió asegurar el cumplimiento normativo, la integridad de los cálculos, la correcta integración tecnológica y la puesta en marcha oportuna de cada fase, garantizando la calidad de la implementación dentro de los plazos regulatorios.

#### **5.5.6.1. Metodología de implementación Técnica**

La implementación técnica de las Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025 por parte de XM, en su rol de ASIC y del CND, se realizó mediante una metodología estructurada, secuencial y con trazabilidad integral, orientada a asegurar el cumplimiento normativo, la consistencia de los cálculos y la continuidad operativa del mercado.

Dicha metodología se soportó en un enfoque por fases, que inició con el levantamiento detallado del flujo normativo de los procesos de liquidación definidos en la regulación. Para ello, XM S.A. E.S.P. construyó diagramas de proceso alineados con los numerales específicos de los artículos regulatorios, permitiendo identificar de forma explícita las reglas



de negocio, las condiciones lógicas, las dependencias entre procesos y las salidas esperadas. Este ejercicio constituyó la base del diseño funcional y técnico de la solución.

A partir de estos flujos, se desarrolló un esquema de trazabilidad normativa y funcional mediante la redacción de Historias de Usuario (HU), gestionadas en la herramienta Azure DevOps. Cada HU incorporó el objetivo funcional, los criterios de aceptación, los requerimientos técnicos y la referencia expresa al numeral normativo correspondiente, permitiendo verificar la correspondencia entre la regulación, el diseño y la implementación en los aplicativos oficiales del ASIC y el CND.

Como parte de la metodología, XM S.A. E.S.P. definió y configuró los archivos soporte de la liquidación, estableciendo su estructura, formato, periodicidad y validaciones de consistencia, así como los mecanismos de publicación hacia los agentes. Este componente permitió materializar los nuevos conceptos introducidos por la regulación y asegurar la transparencia y verificabilidad de los resultados de la liquidación.

De manera complementaria, y con el fin de mitigar riesgos asociados a los plazos regulatorios, XM S.A. E.S.P. desarrolló un automatismo alternativo de cálculo basado en un motor en lenguaje Python, implementado bajo un esquema modular y de iteraciones cortas. Este mecanismo permitió validar de forma paralela los resultados de los cálculos, detectar desviaciones oportunamente y asegurar la coherencia entre los desarrollos internos y los aplicativos oficiales antes de su entrada en operación comercial.

Adicionalmente, se definió la secuencia de ejecución de los procesos, integrando los módulos del automatismo alternativo y los aplicativos oficiales, con el objetivo de garantizar el orden lógico de los cálculos, evitar duplicidades, preservar la integridad de la información y asegurar la compatibilidad entre los nuevos conceptos regulatorios y los existentes.

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

La metodología incluyó la implementación progresiva en los sistemas oficiales, acompañada de pruebas funcionales, registro de esfuerzos y certificación por parte de los equipos funcionales, así como una etapa de capacitación y estabilización operativa, orientada a la apropiación de las nuevas reglas de negocio y a la atención de incidentes y requerimientos derivados de la aplicación comercial.

Finalmente, frente a ajustes regulatorios posteriores emitidos por la Comisión, XM S.A. E.S.P. aplicó el mismo esquema metodológico de trazabilidad, mediante la definición de nuevas Historias de Usuario, la ejecución de pruebas funcionales y la actualización de los módulos y archivos soporte, lo que permitió incorporar los cambios de manera ágil y consistente con el marco normativo vigente.



#### **5.5.6.2. Metodología detallada por cada uno de los aspectos incluidos en la comunicación**

En la descripción de la metodología general de implementación, XM S.A. E.S.P. relaciona de manera explícita el detalle de las Historias de Usuario (HU) con el aplicativo oficial de liquidación y, cuando aplica, con el módulo del automatismo alternativo en Python en el cual se materializó la implementación de cada regla de negocio.

#### **5.5.6.3. Adecuaciones e implementación de procedimientos para el desarrollo de lo establecido en la Resolución CREG 101 069 de 2025 y complementaria (s). precios de escasez del cargo por confiabilidad. aspectos tecnológicos.**

#### **Descripción de herramientas, sistemas y plataformas tecnológicas asociadas a la implementación de la Resolución CREG 101 069 de 2025**

En atención a la solicitud de información relacionada con la descripción detallada de las herramientas, plataformas tecnológicas, sistemas y protocolos utilizados por el CND para el

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

desarrollo de las funciones previstas en el numeral 1.10.1, XM S.A. E.S.P. indicó que, para efectos de la presente respuesta, el análisis se concentra exclusivamente en las soluciones tecnológicas específicas asociadas a la implementación de la Resolución CREG 101 069 de 2025, mientras que los aspectos tecnológicos de carácter transversal se encuentran consolidados en el Anexo 11 – Aspectos Tecnológicos Transversales.

De acuerdo con lo informado por XM S.A. E.S.P., las funciones operativas y comerciales derivadas de la citada resolución fueron soportadas mediante un conjunto amplio de sistemas de información, tanto del ASIC como del CND, los cuales cubren los procesos de liquidación, despacho, facturación, gestión de garantías, publicación de información y análisis del mercado. Entre los aplicativos utilizados se encuentran, entre otros, DESARSIC, LIQ, AGC, Facturación SIC, Transferencia de Información (TIN), GSM, GARANTIE, RPM SIC, SUICC, SIMEM, DRP/SIMPLEX, SINERGOX, Portal XM, INDENER y CNDnet.

XM S.A. E.S.P. presentó para cada uno de estos aplicativos una descripción funcional y tecnológica, en la que se detallan su propósito dentro del mercado mayorista de energía, las principales funcionalidades asociadas a la liquidación del Cargo por Confiabilidad y al precio de escasez, su arquitectura tecnológica, los insumos de información utilizados y los perfiles de usuario habilitados. En términos generales, los sistemas de liquidación y facturación (DESARSIC, LIQ, AGC, Facturación SIC y TIN) se soportan en arquitecturas cliente–servidor, con lógica de negocio implementada principalmente en PL/SQL sobre bases de datos Oracle, mientras que los sistemas más recientes o de evolución tecnológica (SUICC, SIMEM, SIMPLEX, INDENER y SINERGOX) se encuentran desplegados sobre infraestructura en la nube, con arquitecturas basadas en microservicios, contenedores y servicios administrados en Microsoft Azure.



En relación con la ciberseguridad, XM S.A. E.S.P. señaló que la implementación de la Resolución CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025 se realizó bajo los lineamientos de

su Sistema de Gestión de Seguridad de la Información (SGSI), incluyendo la habilitación de estaciones de trabajo dedicadas y aisladas para el desarrollo y validación de cálculos, el monitoreo continuo por parte del Centro de Operaciones de Seguridad (SOC), la aplicación del principio de menor privilegio, controles de acceso lógico y físico, auditorías de código, pruebas automatizadas y validaciones en mesas de arquitectura y control de cambios. Estas medidas estuvieron orientadas a preservar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información, especialmente durante las fases de simulación y validación funcional del automatismo alternativo desarrollado en Python.

En cuanto a la gestión de la información y los datos, XM S.A. E.S.P. informó que el proyecto contó con el acompañamiento del equipo de Gobierno de Información, mediante la validación de los datos consumidos y generados por la implementación. Para ello, se utilizó un catálogo de datos que incluyó más de 115 variables de entrada y 40 variables nuevas generadas por la aplicación, con definición de reglas de negocio, unidades de medida, fuentes y destinos de datos, clasificaciones de seguridad y reglas de calidad. Estas reglas son monitoreadas de manera continua, con validaciones orientadas a asegurar la consistencia e integridad de la información intercambiada entre los distintos aplicativos.

Desde la perspectiva de sistemas de información y plataformas críticas, XM S.A. E.S.P. indicó que, con base en su Análisis de Impacto al Negocio (BIA), los aplicativos asociados a la implementación de la Resolución CREG 101 069 de 2025 fueron clasificados como críticos para la operación del SIC y del SIN, en función de los tiempos objetivos de recuperación y los niveles de disponibilidad requeridos. Estos sistemas coinciden con los aplicativos descritos en el numeral 1.10.2, cuyas características técnicas y funcionales fueron desarrolladas de manera detallada en la sección inicial de dicho numeral.

En relación con los proyectos tecnológicos en curso, XM S.A. E.S.P. señaló que la implementación de las Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025 constituyó

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

un proyecto regulatorio específico, que implicó ajustes y desarrollos en los sistemas anteriormente mencionados, sin que se registraran proyectos suspendidos asociados a este tema durante el periodo 2024. Asimismo, se indicó que la entrada en operación del aplicativo SIMPLEX en abril de 2025 respondió, entre otros factores, a ajustes regulatorios introducidos por resoluciones previas de la CREG, los cuales impactaron los procesos de despacho económico y redespacho.

Finalmente, XM S.A. E.S.P. reiteró que los aspectos tecnológicos de carácter transversal —incluyendo gobierno de TI, infraestructura tecnológica, continuidad del negocio y recuperación ante desastres (BCP/DRP), seguridad de la información y cumplimiento normativo— se encuentran desarrollados de manera integral en el Anexo 11, el cual constituye el marco general que soporta la ejecución de las funciones del CND y del ASIC en el Mercado de Energía Mayorista

## **5.6. Administración del Mercado de Energía Mayorista – MEM y Administración del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC**

### **5.6.1. Fronteras Comerciales**

En cuanto a este aspecto, se le solicitó a XM S.A. E.S.P. una aclaración sobre el procedimiento de solicitud de registro de fronteras de comercialización o de fronteras de generación, según las exigencias del artículo 4 de la Resolución CREG 157 de 2011, modificado por el artículo 1 de la Resolución 20 de 2021.

Al respecto, la empresa expuso de manera detallada el procedimiento aplicable para el registro de fronteras a través del aplicativo dispuesto por XM para tal efecto. No obstante, al efectuar la verificación de los requisitos que deben ser acreditados por el agente solicitante para la iniciación del trámite de registro de una Frontera Comercial, se advierte una inconsistencia relacionada con el requisito identificado como numeral cuatro (4), el cual exige lo siguiente:

(...) “4. Presentar al ASIC el informe de verificación inicial señalado en el artículo 23 de la Resolución CREG 038 de 2014, certificando el cumplimiento del Código de Medida.”

En relación con lo expuesto anteriormente, XM S.A. E.S.P. manifestó que el requisito en cuestión se exige exclusivamente para las fronteras con punto de medición tipo 1 y 2, así como para las fronteras de generación, excluyendo la solicitud del informe de verificación inicial a las demás fronteras comerciales y presumiendo el cumplimiento mediante una declaración efectuada por el Representante de Frontera a través del aplicativo correspondiente. No obstante, tras un análisis detallado, se observa que el artículo 23 de la Resolución CREG 038 de 2014, si bien establece una diferenciación para el informe de verificación inicial según el tipo de frontera objeto de la solicitud, no se contempla la exclusión del requisito de verificación inicial en el momento de la solicitud del registro ante el ASIC según lo establecido en la Resolución CREG 157 de 2011.

## **5.7. Gestiones del LAC en los Sistema de Transmisión Nacional (STN), Sistema de Transmisión Regional (STR) y Calidad en los Sistema de Distribución Local (SDL)**

### **5.7.1. Sistema de Transmisión Nacional (STN) y Sistema de Transmisión Regional (STR)**

Algunas de las gestiones y cálculos realizados por el LAC frente a la liquidación del STN, se encuentran los Ingresos de los Transmisores Nacionales, Contribuciones. Para el caso específico de las Compensaciones se realiza el cálculo del valor mensual de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 4 del Anexo General de la Resolución CREG 011 de 2009 (tensiones mayores a 220 kV). El valor de las compensaciones se descuenta del ingreso mensual de cada transmisor en los siguientes casos:

- Por indisponibilidades que excedan las máximas horas Anuales de Disponibilidad Ajustadas (MHAIA).

- Remuneración y Compensaciones en casos de indisponibilidad de un activo por catástrofes naturales o actos de terrorismo.
- Compensaciones por Energía No Suministrada o por dejar No Operativos otros activos.

XM también menciona algunos eventos adicionales que tiene en cuenta en el cálculo y la liquidación del STN, entre ellos Atrasos en la entrada en operación de proyectos del STN, lo anterior de acuerdo con los numerales 4.4 y 5.4 del Anexo de la Resolución CREG 022 de 2001, lo anterior para los casos de: conexión de nuevas cargas y generadores, construcción de proyectos de expansión del STN.

Para el periodo de la Evaluación Integral objeto del presente documento es decir el año 2024, esta Superintendencia solicitó a XM informar que proyectos incurrieron en retrasos y posibles incumplimientos en la fecha de puesta en operación, a lo cual, XM señaló que la Electrificadora del Meta E.S.P. debido al atraso en la fecha de puesta en operación de los transformadores de Santa Helena 230/115 kV 2 x 150 MVA, que debían conectarse al proyecto Suria 230 kV, este cobro se realizó durante doce meses, tal como se evidencia en la siguiente tabla

Tabla 12 Valor calculado por el LAC por atrasos en la conexión del STR al proyecto Suria  
230 kV

Fuente: XM- documento 16. Proyectos Año 2024\_atraso PPA\_

Mes	Agente	valor
2024-01-01	EMSA - D	\$ 351,298,248
2024-02-01	EMSA - D	\$ 352,010,580
2024-03-01	EMSA - D	\$ 345,962,015
2024-04-01	EMSA - D	\$ 346,630,498
2024-05-01	EMSA - D	\$ 346,709,249
2024-06-01	EMSA - D	\$ 372,104,454
2024-07-01	EMSA - D	\$ 365,925,234



Mes	Agente	valor
2024-08-01	EMSA - D	\$ 369,778,633
2024-09-01	EMSA - D	\$ 372,651,232
2024-10-01	EMSA - D	\$ 394,956,380
2024-11-01	EMSA - D	\$ 394,303,110
2024-12-01	EMSA - D	\$ 405,921,601



Promotores”

En cuanto a la ejecución de garantías establecidas en la Resolución CREG 022 de 2011 por eventos de incumplimiento, de acuerdo con lo mencionado por XM para el periodo de la Evaluación Integral es decir para el año 2024, no se ejecutaron garantías por este motivo. Dentro de los cálculos y liquidaciones para el Sistema de Transmisión Regional realizadas por el LAC, se encuentran:

- Cálculo de Ingresos de los Operadores de Red y Transmisores Regionales
- Compensación Sistema de Transmisión Regional – STR
  - o Compensaciones por Incumplimiento de Metas.
  - o Remuneración y Compensaciones en casos de indisponibilidad de un activo por catástrofes naturales o actos de terrorismo.
  - o Compensaciones por Energía No Suministrada o por dejar No Operativos otros activos.
  - o Cálculos de cargo de nivel de tensión 4.
  - o Liquidación del STR para Comercializadores.
- Liquidación del STR para Operadores de Red y Transmisores Regionales.
- Liquidación de las convocatorias de expansión del STR.

#### **5.7.2. Calidad en los Sistema de Distribución Local (SDL)**

En lo correspondiente al SDL, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 5.2 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018, el LAC es responsable de definir los mecanismos para la recepción, validación, procesamiento y publicación de la información

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------



asociada a los eventos de interrupción en los SDL, así como de realizar el cálculo y publicación de los indicadores de calidad media e individual. Adicionalmente, el numeral 5.2.12 establece la obligación de realizar verificaciones a la información reportada por los Operadores de Red (OR), con el fin de garantizar su consistencia, trazabilidad y conformidad regulatoria.

Asimismo, en virtud de las resoluciones CREG 101 032 de 2022 y CREG 101 010 de 2023, XM es responsable de la selección y contratación de las firmas verificadoras encargadas de realizar las verificaciones de calidad en los SDL.

El proceso de verificación se realiza anualmente y evalúa la información correspondiente al año calendario anterior. La contratación de las firmas verificadoras se efectúa exclusivamente con aquellas aprobadas por el Consejo Nacional de Operación (CNO), garantizando la idoneidad técnica del proceso. Los términos de referencia son publicados en el portal web del LAC para comentarios de los interesados, y los OR deben actualizar anualmente sus contactos para la verificación.

Durante la última semana de enero se realiza la asignación de los OR a las firmas verificadoras, y la ejecución de las verificaciones se lleva a cabo entre los meses de febrero y abril. Como resultado del proceso, las firmas verificadoras entregan informes preliminares y finales, los cuales son puestos en conocimiento de los OR, la SSPD y la CREG, permitiendo la formulación y atención de comentarios dentro de los plazos establecidos por la regulación.

En cumplimiento del numeral 5.2.11.3 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018, el LAC definió e implementó un Servicio Web automático para el reporte de información de eventos en los SDL. Dicho servicio opera bajo el protocolo SOAP, conforme

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------



a los estándares de interoperabilidad WS-I, e incorpora mecanismos de autenticación, autorización y validación de datos.

Los Operadores de Red deben reportar al LAC, a través de este servicio, los eventos de interrupción ocurridos en su red mediante: (i) reportes diarios de eventos, (ii) reportes de ajuste de eventos y (iii) reportes de eventos de alto impacto. Los reportes diarios deben enviarse dentro de las treinta y seis (36) horas siguientes a la finalización del día de operación. Los ajustes a los eventos reportados solo pueden realizarse cuando cuenten con la aprobación de la SSPD, formalizada mediante el formato SUI TT9 – Ajuste de Eventos, y deben ser reportados al LAC dentro de los dos (2) días hábiles siguientes a la finalización de cada mes.

El proceso de ajuste tiene como objetivo corregir errores en la información reportada inicialmente por los OR, garantizando la calidad y confiabilidad de los datos utilizados para el cálculo de los indicadores de calidad del servicio. El LAC valida cada ajuste verificando la correspondencia del radicado emitido por la SSPD y aplica únicamente las modificaciones autorizadas, en estricto cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 5.2.11.3.3 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Las modificaciones permitidas incluyen la adición, modificación o eliminación de eventos, dentro de los límites definidos por la regulación. La información ajustada y validada por el LAC se constituye en el insumo oficial para el cálculo de los indicadores de calidad del SDL.

Con base en los reportes diarios y mensuales de eventos realizados por los OR, en la información de vinculación de usuarios reportada al Sistema Único de Información (SUI) mediante el formato TC1, y en los ajustes aprobados por la SSPD (formato TT9), el LAC realiza el cálculo independiente de los indicadores de calidad media e individual.

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------



Los indicadores de calidad media incluyen SAIDI y SAIFI, que miden la duración promedio y la frecuencia promedio de las interrupciones percibidas por los usuarios del SDL, respectivamente. Adicionalmente, el LAC calcula los indicadores MAIFI y CAIDI, conforme a lo establecido en la regulación vigente. En cuanto a la calidad individual, se calculan los indicadores DIU, DIUM, FIU y FIUM, considerando periodos móviles de doce meses, niveles de tensión, grupos de calidad y las exclusiones de eventos definidas en el numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.

En cumplimiento del numeral 5.2.11.3.5 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018, el LAC publica los indicadores de calidad media e individual dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la finalización de cada mes. Esta información se encuentra disponible para consulta de los OR, la CREG y la SSPD a través del aplicativo INDICA.

Adicionalmente, el LAC publica el Informe LAC y los archivos de soporte que contienen los cálculos intermedios y consolidados, los cuales sirven como insumo para las verificaciones de calidad y para la identificación y justificación de eventuales diferencias entre los cálculos realizados por el LAC y los efectuados por los OR.

Para la gestión integral de la calidad del servicio en los SDL, el LAC dispone de herramientas tecnológicas especializadas. El Servicio Web de reporte de eventos permite la recepción estructurada y segura de la información. El aplicativo INDICA soporta la validación, procesamiento, cálculo y publicación de los indicadores de calidad del servicio, asegurando la trazabilidad de la información, la aplicación consistente de la metodología regulatoria y el cumplimiento de los plazos establecidos.

#### **5.8. Plan de Gestión de Riesgo de Desastres compañía**

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

Mediante oficio SSPD 20245290620782 de enero de 2025, la compañía XM S.A.E.S.P remite el «Documento Técnico 1003DOT10-V4 Plan de gestión de riesgos de desastres» con los siguientes anexos:

- ✓ Plan de Gestión de Riesgos de Desastres XM 2024
- ✓ Plan de Emergencias Sede Med Centro de Control 1
- ✓ Centro de Control Medellín de ISA
- ✓ 3. Plan de Emergencia Ancon Sur – Centro de Control
- ✓ DOE Deslizamiento XM
- ✓ DOE Escapes XM
- ✓ DOE Explosion XM
- ✓ DOE Inundación XM
- ✓ DOE Sismo XM
- ✓ DOE Tormenta XM
- ✓ Plan de Continuidad del Negocio XM-2024

Mediante oficio SSPD 202544018500-3 del 02 de septiembre de 2025, la compañía XM S.A.E.S.P remite el tópico denominado «Continuidad del Negocio y Recuperación ante Desastres (BCP/DRP)» con los siguientes anexos:



- ✓ 10.1 DOE Deslizamiento
- ✓ 10.1 DOE Escapes
- ✓ 10.1 DOE Explosión
- ✓ 10.1 DOE Incendio Estructural
- ✓ 10.1 DOE Inundación
- ✓ 10.1 DOE Sismo
- ✓ 10.1 DOE Tormenta
- ✓ 10.1 Plan de Emergencias Ancon Sur (Centro de control 2)

- ✓ 10.1 Plan de Emergencias Sede Medellín 2025
- ✓ 10.3 Plan de Continuidad del Negocio XM 2025
- ✓ 10.6 Acuerdo de Cooperación
- ✓ 10.6 Informe de asistencia Capacitación Gestión de emergencia sede Balsos 9-19-24
- ✓ 10.6 Informe Simulacro 2024
- ✓ 10.6 Plan de capacitación anual en Gestión de Emergencias
- ✓ 10.6 Protocolo Activación PAM
- ✓ Anexo No 10 Plan de Gestión Riesgo Desastres

La evaluación del Plan de Gestión de Riesgos y Desastres (PGRD) se realizó en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto 2157 de 2017 y la Ley 1523 de 2012, normativa que regula la gestión del riesgo y la planificación de emergencias en el sector de los servicios públicos. Para ello, se empleó la herramienta de verificación de los requerimientos mínimos establecidos en el citado Decreto, aplicable a la formulación de los Planes de Gestión del Riesgo de Desastres de empresas públicas y privadas.

Durante el proceso de evaluación de cada uno de los criterios definidos en el Decreto 2157 de 2017, se identificaron diversas observaciones, las cuales fueron remitidas a la compañía mediante correo electrónico el 25 de noviembre. Ese mismo día se recibió la respuesta y, posteriormente, la compañía allegó información adicional la cual se analiza a continuación:

Una vez analizada la información aportada durante el proceso de evaluación de la compañía XM S.A E.S.P se evidencia un desempeño positivo en varios componentes del PGRD, reflejado en un número significativo los ítems que alcanzan un estado de cumplimiento a lo indicado en el decreto 2157 de 2017, particularmente en aspectos asociados a la estructura general del plan, la adopción formal, la actualización periódica y la inclusión de elementos clave del conocimiento y valoración del riesgo. Estos cumplimientos

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

indican que el prestador cuenta con lineamientos definidos, documentos soporte y prácticas institucionalizadas que se ajustan a lo exigido normativamente.

No obstante, de manera complementaria, se identificaron cumplimientos parciales en componentes estratégicos, los cuales evidencian que, si bien la información existe o las acciones han sido iniciadas, estas no se desarrollan con el nivel de profundidad, articulación o sistematicidad requerida.

En particular, los cumplimientos parciales se concentran en la integración del contexto, la consistencia metodológica del análisis del riesgo, la articulación entre procesos y la operativización de medidas, lo que sugiere debilidades en la trazabilidad entre el diagnóstico, la toma de decisiones y la implementación efectiva.

La compañía XM S.A E.S.P muestra un avance sólido en la formulación y formalización del PGRD, pero también revela la necesidad revisar de manera integral los cumplimientos parciales identificados durante la visita y adelantar las acciones técnicas, administrativas y documentales necesarias para subsanar las brechas evidenciadas, asegurando que la información, los análisis y las medidas adoptadas se desarrollen con el nivel de profundidad, articulación y sistematicidad exigido por el Decreto 2157 de 2017, a fin de garantizar una adecuada implementación del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres.

Adicional a lo anterior se identificaron ítems que no cumplieron con lo indicado en el decreto 2157 de 2017 lo cual evidencia vacíos críticos en la implementación efectiva del PGRD, principalmente asociados a la operativización y sostenibilidad de la gestión del riesgo. Estos incumplimientos se concentran en aspectos como la definición y priorización de medidas de intervención, la formalización de protocolos específicos (monitoreo y notificación) y la protección financiera, lo que indica que, aunque el riesgo ha sido parcialmente identificado y evaluado, no se han materializado acciones concretas ni mecanismos de soporte que garanticen la reducción del riesgo y la atención adecuada de eventos adversos. En términos

generales, los ítems que no cumplen reflejan una brecha entre la planeación y la ejecución, lo cual limita la capacidad de la compañía para responder de manera oportuna y eficiente ante situaciones de emergencia y compromete la integralidad del sistema de gestión del riesgo conforme a lo establecido en el marco normativo vigente.

## 6. Reglas de Comportamiento



En el desarrollo de la revisión relacionada con el cumplimiento de la Resolución CREG 080 de 2019 por parte de XM S.A. E.S.P. se tuvo en cuenta la particularidad del rol que desempeña dicha empresa dentro del sector eléctrico, en el cual no existe atención directa a usuarios finales, dado que sus usuarios corresponden exclusivamente a los agentes que participan en el mercado energético. Este elemento fue considerado como punto de partida para el análisis del alcance de las obligaciones previstas en la citada resolución.

Figura 4. Consulta página web XM S.A. E.S.P.



Como parte de este proceso, se realizó una sesión de trabajo, en la cual los funcionarios designados por XM S.A. E.S.P. expusieron la forma en que la empresa ha dispuesto la información relacionada con el cumplimiento de la Resolución CREG 080 de 2019. La



 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

revisión se concentró, principalmente, en los mecanismos implementados para dar cumplimiento a lo establecido en los artículos 9 y 25 de la referida norma.

Durante la evaluación, se evidenció que XM S.A. E.S.P ha publicado en su página web institucional <https://www.xm.com.co/> la información correspondiente a los procedimientos, lineamientos y documentos que orientan la interacción con los agentes del mercado. Dicha información tiene como finalidad facilitar el acceso a contenidos relevantes sobre los procesos que administra la empresa, así como orientar a los agentes frente a los canales y condiciones para la presentación y atención de solicitudes.

Adicionalmente, luego de haber solicitado a XM S.A. E.S.P. la remisión de la relación de documentos, procedimientos y materiales de apoyo disponibles, junto con los enlaces correspondientes, que soportan el cumplimiento de sus funciones como operador del mercado mayorista en el marco de la Resolución CREG 080 de 2019, y teniendo en cuenta que esta corresponde de manera íntegra a lo requerido, se concluye que XM S.A. E.S.P. cumple con la disponibilidad pública de los procedimientos necesarios en relación con las obligaciones definidas en la Resolución CREG 080 de 2019.

Por último, se aclara que la revisión realizada corresponde a la verificación de los requerimientos formales que fueron incorporados en la resolución CREG 080 de 2019 y no se manifiesta respecto del cumplimiento que debe realizar la empresa en función de la gestión de la citada norma.

#### **7. Contratos diferentes al MEM. Contratos SAM – implementación, soporte y mantenimiento.**

- ✓ Se presentó el documento “EVALUACIÓN DE INFORMACIÓN REFERENCIAMIENTO-RFI” para el proyecto GFAM12-13 Elicitación

Necesidades del Negocio Administración del Mercado Fase II, donde se evidencian 14 potenciales proveedores tecnológicos para la implementación de una herramienta que permita administrar la información a cargo de XM S.A. E.S.P. como LAC, CND y ASIC.

En la evaluación referida, se precisa como recomendación que: “(...) *Se debe continuar la búsqueda de sistemas para la administración financiera del mercado ya que a la fecha solamente se han conocido las funcionalidades de los sistemas de Microsoft Dynamics y el sistema que tienen instalado en OMIE y desarrollado conjuntamente con Indra...*”

- ✓ Así mismo, se remitió para conocimiento de la Superintendencia de Servicios Públicos el documento “*INFORME RTM ESTADOS UNIDOS MARZO 17 AL 23 DE 2013*”<sup>8</sup>, sobre el cual se indica que tiene como objetivo dar a conocer el proyecto a diferentes empresas y que XM pudiera conocer de forma detallada las experiencias de otros mercados, los productos de los diferentes proveedores y consultores y tener una retroalimentación de la participación de los reguladores norteamericanos en el desarrollo de los sistemas empleados para la administración de los mercados de electricidad. No obstante, el mismo no se encuentra suscrito por el representante legal de XM S.A. E.S.P. ni por algún otro responsable de la compañía.
- ✓ Aunque en la etapa de prepliegos se advertían 7 empresas opcionadas para ser la sociedad contratante y, con base en ello, XM S.A. E.S.P. expidió el documento “*Solicitud de propuesta para la prestación de servicios para el diseño, implementación, capacitación, servicios complementarios, garantía, y soporte y mantenimiento, así como el suministro DDP (Delivery Duty Paid) de la infraestructura y licenciamiento, de una solución que soporte los procesos de*



---

<sup>8</sup> Formato Word.

*registro, liquidación, facturación y cálculo de garantías del mercado de energía mayorista en Colombia.”, lo cierto es que, solo se presentaron 2 sociedades al proceso de selección contractual, esto es, (i) la Unión Temporal MVM Ingeniería de Software S.A.S., Alstom Grid Inc. y Alstom Grid S.A.S. y, (ii) el Consorcio Siemens Endimensions.*

- ✓ En el desarrollo de los diferentes escenarios de construcción y consolidación del documento que contiene los términos y condiciones de referencia para materializar la contratación de prestación de servicios para el diseño, implementación, capacitación, servicios complementarios, garantía, y soporte y mantenimiento, así como el suministro DDP (Delivery Duty Paid) de la infraestructura y licenciamiento, de una solución que soporte los procesos de registro, liquidación, facturación y cálculo de garantías del mercado de energía mayorista en Colombia (pliegos) se produjeron 20 adendas.
- ✓ Producto del ejercicio de múltiples aclaraciones y cruce de comunicaciones entre la sociedad XM S.A. E.S.P. y el Consorcio Siemens Endimensions, se expidió el memorando No. 6020 – 2016 – 006 del 31 de mayo de 2016, donde el equipo evaluador concluyó que: *“Una vez analizada la evaluación de la prueba de concepto, concluimos que la propuesta presentada por el CONSORCIO SIEMENS ENDIMENSIONS, Si cumple con los criterios establecidos, superando el puntaje mínimo de 82,5 que está establecido en el protocolo de evaluación. (...).”*
- ✓ La etapa precontractual finalizó con la suscripción de los siguientes contratos:

Tipo de contrato	Prestación de servicios
No.	XM4000005083
	El objeto del presente contrato es la prestación de servicios para el diseño, implementación, capacitación, servicios complementarios y

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

<b>Objeto</b>	garantía, así como el suministro DDP (Delivery Duty Paid) de la infraestructura y licenciamiento, de una solución que soporte los procesos de registro, liquidación, facturación y cálculo de garantías del mercado de energía mayorista en Colombia.
<b>Contratista</b>	Consorcio Siemens Endimensions
<b>Plazo inicial</b>	18 meses
<b>Garantías</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Cumplimiento del contrato:</b> plazo contractual + 1 mes (Valor asegurado US \$1.627.190)</li> <li>▪ <b>Pago de salarios, prestaciones sociales e indemnizaciones:</b> plazo contractual + 37 meses (Valor asegurado US \$406.798)</li> <li>▪ <b>Garantía de calidad y correcto funcionamiento de los bienes y equipos suministrados:</b> 2 años desde terminación del contrato (Valor asegurado US \$1.627.190)</li> <li>▪ <b>Garantía de provisión de repuestos y accesorios:</b> 2 años desde fecha de terminación de pruebas y aceptación de XM (Valor asegurado US \$1.627.190)</li> <li>▪ <b>Seguro de Responsabilidad Civil Extracontractual:</b> plazo contractual + 1 mes (Valor asegurado US \$1.627.190)</li> </ul>
<b>Responsables</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>XM S.A. E.S.P.:</b> Cecilia Ines Maya Ochoa</li> <li>▪ <b>Consorcio Siemes Endimensions:</b> Jorge González Ruiz</li> </ul>
<b>Valor inicial</b>	US \$8.135.952

<b>Tipo de contrato</b>	Prestación de servicios
<b>No.</b>	XM4300000529
<b>Objeto</b>	El objeto del presente contrato es la prestación de servicios de soporte y mantenimiento de una solución que soporte los procesos de registro, liquidación, facturación y cálculo de garantías del mercado de energía mayorista en Colombia.
<b>Contratista</b>	Consorcio Siemens Endimensions
<b>Plazo inicial</b>	5 Años
<b>Garantías</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Cumplimiento del contrato:</b> plazo contractual + 1 mes (Valor asegurado US \$ 391.780)</li> <li>▪ <b>Pago de salarios, prestaciones sociales e indemnizaciones:</b> plazo contractual + 37 meses (Valor asegurado US \$ 97.945)</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Seguro de Responsabilidad Civil Extracontractual:</b> plazo contractual + 1 mes (Valor asegurado US \$391.780)</li> </ul>
<b>Responsables</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>XM S.A. E.S.P.:</b> Cecilia Ines Maya Ochoa</li> <li>▪ <b>Consorcio Siemes Endimensions:</b> Jorge González Ruiz</li> </ul>
<b>Valor inicial</b>	US \$1.958.900

- ✓ A pesar de que, el término inicial del contrato de prestación de servicios No. XM4000005083, destinado a la implementación de un sistema integrado, venció en marzo de 2018, se evidencia en el expediente remitido y en el escrito de demanda que, se celebraron múltiples otrosíes extendiendo el plazo de cumplimiento de la obligación principal, siendo el último el suscrito el pasado 31 de marzo de 2022, en modificadorio a la Cláusula Adicional No. 8, donde se definió como nueva fecha de cumplimiento el 1 de junio de 2022.
- ✓ En desarrollo de los contratos No. XM4000005083 y XM4300000529, se cuenta con el historial de pagos, donde se observa que, hasta el 22 de agosto de 2024, se realizaron transacciones por un valor total equivalente de US \$ 26.215.600, discriminados así: (i) US \$ 15.634.924 para la implementación y, (ii) US \$ 10.580.676 para el soporte y mantenimiento.
- ✓ Respecto a la anotación anterior, llama la atención del despacho que, aunque el plazo contractual para la ejecución de servicios para el diseño, implementación, capacitación, servicios complementarios y garantía, así como el suministro DDP (Delivery Duty Paid) de la infraestructura y licenciamiento, de una solución que soporte los procesos de registro, liquidación, facturación y cálculo de garantías del mercado de energía mayorista en Colombia, feneció el 1 de junio de 2022, se continuaron realizando pagos para el contrato de soporte y mantenimiento hasta el año 2024, siendo consiente XM como incluso lo expuso en la demanda que, ambos contratos desde su celebración inicial se entienden como

interdependientes y/o coligados, pues era necesaria la entrega del módulo integrado principal para que del mismo se prestará el soporte y mantenimiento.

- ✓ En igual sentido, no resulta entendible en el marco de esta evaluación integral a la sociedad XM S.A. E.S.P. que, en el escrito de demanda por incumplimiento contractual se precise una clara y expresa ilustración de la necesidad de ambos contratos para el debido funcionamiento del módulo integrado a través del contrato de implementación, empero, el 28 de abril de 2023 se celebró un *acta de seguimiento comité ejecutivo contrato de prestación de servicios XM4300000529* donde se realizaron compromisos para: 1) el procedimiento para la implementación de modificaciones a la solución suministrada, que tengan origen en cambios regulatorios o por necesidades del negocio; 2) la forma y condiciones de pago de los controles de cambios que (i) Se solicitan y reportan a través de varianzas y (ii) Los que dan origen a los BRDs, luego no es clara la motivación de estos ajustes, compromisos e incluso acuerdos de pago que recae en el soporte y mantenimiento de un producto **no** entregado a satisfacción.
- ✓ También encuentra la Delegada de Energía y Gas Combustible que, en comunicación con radicado No. 202444013109 – 3 XM del 30 de mayo de 2024, el contratista en respuesta a una comunicación del contratante señaló sobre el soporte y mantenimiento que: ***“El consorcio no recomendó la entrada en operación del sistema en el ambiente actual. El consorcio sugirió en reiteradas ocasiones, conscientes de las alertas identificadas con la infraestructura actual, realizar la migración a la plataforma Thunder para proceder con el Go-Live en una fecha posterior al 30 de abril, según los tiempos definidos en un plan elaborado conjuntamente por las partes.*”**

*Sin embargo, XM insistió en que la fecha del 30 de abril de 2024 era inamovible.*

*Por lo tanto, la única opción para realizar el Go-Live en dicha fecha era optimizar y mejorar el ambiente actual en cuanto a hardware y software. Para ello, el consorcio recomendó implementar las siguientes acciones a XM que, aunque no eliminaban completamente el riesgo, eran la única opción posible bajo las restricciones y exigencias de XM. Las acciones requeridas incluían:*

*Optimización de la infraestructura.*

*b) Eliminación de data para la liberación de espacio disponible.*

*Dado que XM es actualmente el responsable de la administración de la base de datos, el Consorcio no asume ninguna responsabilidad con relación a la materialización de los riesgos asociados a los procedimientos mencionados.*

*No obstante, según lo mencionado en el comunicado 5040202405, dada la importancia que representa para XM el proceso de go live, el consorcio realizó un back up de la base de datos para mitigar el riesgo de pérdida de la base de datos con ocasión al procedimiento de restauración del Oracle Data Guard, el cual a la fecha de hoy se encuentra culminado.*

***Con base en lo anterior, el consorcio nunca garantizó el resultado final de las medidas de mitigación propuestas para la entrada en operación del sistema en la infraestructura actual y dejó claro en reiteradas ocasiones que la decisión de realizar el Go-Live el 30 de abril era de XM. En consecuencia, XM aceptó los riesgos asociados a la realización del Go-Live en dicha fecha sobre la infraestructura existente”.***

- ✓ Finalmente, en el expediente enviado a esta Delegada, se encuentra que, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG ha venido aprobando los gastos operativos y el plan de inversión en estos sistemas integrados, así como

su soporte y mantenimiento, a través de la remuneración de los servicios regulados del CND, ASIC y LAC, tal como se muestra en la tabla citada a continuación:

Año de emisión	Nº radicado	Fecha	Tipo Documento
2014	Resolución CREG 060 de 2014	20/05/14	Aprobación Recursos 2014
2014	Resolución CREG 029 de 2014	7/03/14	Aprobación Recursos 2014
2014	009700-1	16/01/14	Solicitud Inicial
2015	Resolución CREG 168 de 2014	15/12/14	Aprobación Recursos 2015
2015	009801-1	30/09/14	Solicitud Inicial
2016	Resolución CREG 229 de 2015	13/12/15	Aprobación Recursos 2016
2016	015266-1	30/09/15	Solicitud Inicial
2017	Resolución CREG 247 de 2016	23/12/16	Aprobación Recursos 2017
2017	020296-1	29/09/16	Solicitud Inicial
2018	Resolución CREG 181 de 2017	18/12/17	Aprobación Recursos 2018
2018	020017-1	29/09/17	Solicitud Inicial
2019	Resolución CREG 150 de 2018	21/12/18	Aprobación Recursos 2019
2019	011769-1	27/09/19	Solicitud Inicial
2020	Resolución CREG 013 de 2020	6/02/20	Aprobación Recursos 2020
2020	Resolución CREG 003 de 2020	10/01/20	Aprobación Recursos 2020
2020	016475-1	30/09/20	Solicitud Inicial
2021	Resolución CREG 222 de 2020	11/12/20	Aprobación Recursos 2021
2021	202044023931	27/11/20	Solicitud Alcanse 3
2021	202044022908	13/11/20	Solicitud Alcanse 2
2021	202044019232	29/09/20	Solicitud Inicial
2022	Resolución CREG 501 001 de 2022	25/01/22	Aprobación Recursos 2022
2022	Resolución CREG 221 de 2021	15/12/21	Aprobación Recursos 2022
2022	202144030553	7/12/21	Solicitud Alcanse 1
2022	202144022883	30/09/21	Solicitud Inicial
2023	Resolución CREG 501 007 de 2023	3/03/23	Aprobación Recursos 2023
2023	Resolución CREG 501 003 de 2023	25/01/23	Aprobación Recursos 2023
2023	202344004116	20/02/23	Recurso Reposición
2023	202344034882	26/12/22	Aclaraciones
2023	202344032493	25/11/22	Solicitud Alcanse 1
2023	202344027494	30/09/22	Solicitud Inicial
2024	Resolución CREG 501 053 de 2024	9/05/24	Aprobación Recursos 2024
2024	202444014056	3/07/24	Respuesta Aprobación
2024	202444003061	7/02/24	Aclaraciones
2024	202344021731	28/09/23	Solicitud Inicial
2025	202544001502	20/01/25	Aclaraciones



- ✓ No obstante, aunque la remuneración fue girada con recursos proveniente de la tarifa y que los mismos fueron entregados al contratista en los plazos acordados, el producto principal (implementación módulo integrado) no fue entregado, sin embargo, se mantuvo el pago del soporte y mantenimiento de un sistema integrado que no entró en operatividad y tampoco se cuenta con prueba alguna que, XM haya ejecutado las penalidades propias del contrato (véase cláusulas vigésima primera y vigésima segunda del contrato de implementación y de soporte y mantenimiento), situación que genera un hallazgo y que amerita ampliar el ejercicio investigativo de la evaluación integral en el marco de este asunto.





## 8. Hallazgos

Tabla 13 Hallazgos PGR



No	CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
1.	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) / Decreto 2157 de 2017	De acuerdo con lo establecido en el decreto 2157 de 2017, artículo 2.3.1.5.2.1.1. numeral 1.1.2 (a) no se describen los elementos expuestos entorno de la actividad y la relacionada con el área de afectación probable (personas, medios de subsistencia, servicios ambientales y recursos económicos y sociales, bienes culturales e infraestructura), acorde a la información disponible por las entidades pertinentes.	«Documento Técnico 1003DOT10-V4 Plan de gestión de riesgos de desastres» con los siguientes anexos»	No Cumple
2	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) / Dec 2157 de 2017	De acuerdo con lo establecido en el decreto 2157 de 2017, artículo 2.3.1.5.2.1.1. numeral 1.1.2 (b) no se realiza la descripción del entorno del establecimiento/actividad en relación a sus condiciones biofísicas y de localización.	«Documento Técnico 1003DOT10-V4 Plan de gestión de riesgos de desastres» con los siguientes anexos»	No Cumple
3	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) / Dec 2157 de 2017	De acuerdo con lo establecido en el decreto 2157 de 2017, artículo 2.3.1.5.2.1.1. numeral 1.1.2 (c) no se identificaron las instalaciones que puedan originar amenazas o producir efecto dominó mediante análisis cualitativo de acuerdo con la información disponible por las entidades pertinentes.	«Documento Técnico 1003DOT10-V4 Plan de gestión de riesgos de desastres» con los siguientes anexos»	No Cumple
4	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) / Dec 2157 de 2017	De acuerdo con lo establecido en el decreto 2157 de 2017, artículo 2.3.1.5.2.1.1. numeral 1.1.2 (d) no presenta la información pertinente definida en los instrumentos de planificación del desarrollo y para la gestión existentes, tales como: Planes de Ordenación y Manejo de Cuencas Hidrográficas (Pomca), Planes de Ordenación y Manejo de Unidades Ambientales Costeras (Pomiuac), Planes de Ordenamiento Territorial (POT), Planes Municipales	«Documento Técnico 1003DOT10-V4 Plan de gestión de riesgos de desastres» con los siguientes anexos»	No Cumple

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------



		de Gestión del Riesgo (PMGRD), Estrategias Municipales de Respuesta (EMRE), Planes territoriales y sectoriales de cambio climático, entre otros de acuerdo con los requerimientos de la entidad.		
5	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) / Dec 2157 de 2017	De acuerdo con lo establecido en el decreto 2157 de 2017, artículo 2.3.1.5.2.1.1. numeral 1.1.3 (i) no se evidencia la descripción de las principales actividades, procesos, métodos operativos y zonas del establecimiento/actividad que estén expuestas a afectaciones/daños (proyecto, servicio, trabajadores, etc.).	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)	No Cumple
6	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) / Dec 2157 de 2017	De acuerdo con lo establecido en el decreto 2157 de 2017, artículo 2.3.1.5.2.1.1 numeral 1.2.1 (c.6) no presenta las experiencias y lecciones aprendidas (posterior a la emergencia). Como parte de lo anterior se podrán adoptar acciones en los tres procesos de gestión del riesgo de desastres.	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)	No Cumple
7	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) / Dec 2157 de 2017	De acuerdo con lo establecido en el decreto 2157 de 2017, artículo 2.3.1.5.2.1.1 numeral 2.1. no presenta el análisis de la viabilidad técnica y económica de las alternativas de intervención correctivas identificadas	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)	No Cumple
8	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) / Dec 2157 de 2017	De acuerdo con lo establecido en el decreto 2157 de 2017, artículo 2.3.1.5.2.1.1 numeral 2.1.2 NO presenta la priorización de las medidas de intervención viabilizadas para el tratamiento de los riesgos identificados por el prestador	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)	No Cumple
9	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) / Dec 2157 de 2017	De acuerdo con lo establecido en el decreto 2157 de 2017, artículo 2.3.1.5.2.1.1 numeral 2.1.3 NO presenta diseño, especificaciones y desarrollo de las medidas de intervención seleccionadas.	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)	No Cumple

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

10	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) / Dec 2157 de 2017	De acuerdo con lo establecido en el decreto 2157 de 2017, artículo 2.3.1.5.2.1.1 numeral 2.2.8 No Identifica, formula e implementa medidas y procedimientos de carácter técnico o administrativo específicos y propios de la entidad y sus procesos que reduzcan el riesgo antes de la ocurrencia de eventos que puedan afectar la prestación del servicio, afectar a las personas, los bienes o el ambiente.	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)	No Cumple
11	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) / Dec 2157 de 2017	De acuerdo con lo establecido en el decreto 2157 de 2017, artículo 2.3.1.5.2.1.1 numeral 3.1.2. numeral (c) no cuenta con un con sistema de alerta, alarma y niveles de activación con códigos de colores para iniciar acciones de acuerdo con cada situación identificada en su empresa	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)	No Cumple
12	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) / Dec 2157 de 2017	De acuerdo con lo establecido en el decreto 2157 de 2017, artículo 2.3.1.5.2.1.1 numeral 3.1.2. prestador cuenta con una alarma (visual y audible) para dar aviso de un evento adverso	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)	No Cumple
13	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) / Dec 2157 de 2017	De acuerdo con lo establecido en el decreto 2157 de 2017, artículo 2.3.1.5.2.2.1 No cuenta con un plan de inversiones para el plan de gestión del riesgo que incluya la programación de cada una de las acciones de intervención que deben desarrollarse para los procesos de conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo del desastre, para el corto, mediano y largo plazo	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres del las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)	No Cumple
14	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) / Dec 2157 de 2017	De acuerdo con lo establecido en el decreto 2157 de 2017, no contempla los mecanismos de interacción y de articulación con los comités locales y regionales de gestión de riesgo de la zona donde opera la empresa.	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)	No cumple
15	Registro Fronteras CREG 157 de 2011	ARTÍCULO 4o. SOLICITUD DE REGISTRO DE FRONTERAS COMERCIALES	Información remitida por la empresa	No cumple

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

16	Vigilancia del Poder de Mercado (Res. CREG 101 018 de 2023)	Inconsistencia en la Taxonomía y Diccionario de Datos: Se identificó que el documento utiliza columnas con datos alfanuméricos bajo los prefijos “soc” o “cia”, los cuales no se encuentran definidos en el diccionario de datos compartido con esta Superintendencia. Esta falta de claridad técnica dificulta la trazabilidad y el entendimiento de las variables que sustentan el cálculo de los indicadores de mercado.		No cumple
17	Vigilancia del Poder de Mercado (Res. CREG 101 018 de 2023)	Desviación en la Aplicación de "Situación de Control" (Res. CREG 101 018 de 2023): Se evidenció que la Prueba de Dominancia calculada por XM (referenciada en las celdas C21:Z165 del archivo) presenta una desviación frente al Artículo 2 de la Resolución CREG 101 018 de 2023. El procedimiento de XM no está agregando la disponibilidad de la totalidad de los recursos bajo una misma Situación de Control, tal como lo exige la norma.		No cumple
18	Vigilancia del Poder de Mercado (Res. CREG 101 018 de 2023)	Evidencia: Para los agentes ENFRAGEN TERMOFLORES y ENFRAGEN TERMOVALLE, el cálculo no consolida la disponibilidad como un grupo bajo situación de control, analizando los recursos de forma aislada, lo que podría subestimar la posición de dominio de ciertos grupos empresariales en el mercado.		No cumple
19	Vigilancia del Poder de Mercado (Res. CREG 101 018 de 2023)	Omisión en el Tratamiento de Recursos Térmicos (Res. CREG 101 028 de 2022): No se encontró evidencia del cumplimiento del Parágrafo 1 del numeral 2 del artículo 3 de la Res. CREG 101 028 de 2022. Específicamente, en el archivo no se visualiza el cálculo para seleccionar la mayor declaración de disponibilidad entre las distintas configuraciones de operación declaradas para los recursos térmicos en cada periodo		No cumple



 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

		horario. Esta omisión impacta directamente la precisión del Índice de Oferta Residual (IOR) y las pruebas de conducta que XM debe reportar.		
20	Planes de Inversiones	Efectividad de los recursos invertidos de la tarifa en el marco de los recursos aprobados en los planes de inversiones.	Información remitida por la sociedad XM S.A. E.S.P.	No cumple
21	Función liquidación de las transacciones	✓ Trazabilidad de Ajustes: Se identificó que una proporción significativa de las liquidaciones finales requiere versiones de ajuste (TX3 o superiores) debido a la demora en la certificación de costos de suministro y transporte de gas por parte de los generadores térmicos. Esto genera una incertidumbre financiera en el mercado que la Superservicios evaluó como un punto de mejora en la eficiencia operativa de los agentes informantes.		No cumple

## 9. Acciones Correctivas Definidas

### Aspectos Técnicos Operativos

**Plan de Gestión de Riesgo de Desastres (PGRD):** Se requiere a la compañía XM S.A. E.S.P. ajustar, complementar y actualizar integralmente el Plan de Gestión de Riesgo de Desastre, de conformidad con lo establecido en el decreto 2157 de 2017, incorporando de manera clara, estructurada y verificable los componentes faltantes relacionados con el conocimiento del riesgo, la reducción del riesgo y el manejo del desastre. Deberá subsanar las deficiencias identificadas en la caracterización del contexto externo y los elementos expuestos, la identificación de amenazas e instalaciones generadoras de riesgo, la definición y priorización de medidas de intervención con su correspondiente análisis técnico y económico, la formulación de un plan de inversiones programado en el corto, mediano y largo plazo, la implementación de sistemas formales de alerta, alarma y niveles de

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------

activación, y el establecimiento de mecanismos efectivos de articulación con los comités locales y regionales de gestión del riesgo, garantizando la coherencia del PGRD con los lineamientos del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres y la responsabilidad indelegable de la empresa en su implementación.



**Liquidador y Administrador de Cuentas - LAC:** En relación con los procedimientos que, a través del LAC, se adelantan respecto de la evaluación del cumplimiento de la regulación relacionada con los Sistema de Transmisión Nacional (STN), Sistema de Transmisión Regional (STR) y Calidad en los Sistema de Distribución Local (SDL), se recomienda crear un mecanismo para que de manera conjunta con la SSPD, pueda ser realizada de manera permanente, tal verificación.

El prestador deberá diseñar un plan de trabajo para garantizar el cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 157 de 2011 para el momento de la solicitud de registro de las fronteras comerciales.

## 10. CONCLUSIONES

### 10.1. Generales

- ✓ Se identifica que en general XM S.A. E.S.P., ha fortalecido los procedimientos para el ejercicio de sus funciones, como CND, ASIC y LAC. Sin embargo, ante el nuevo contexto que supone la Transición Energética, se recomienda ajustar los protocolos en aspectos relacionados con la incorporación en el SIN de recursos energéticos distribuidos, microrredes, comunidades energéticas y en general la penetración de Fuentes no Convencionales de Energía Renovable.
- ✓ Si bien en general en los procedimientos de XM S.A. E.S.P., relacionados con el CND, ASIC y LAC, se observa cumplimiento de la regulación, existen casos puntuales, que se incorporan en el presente documento, que requieren de un

 <p><b>Superservicios</b></p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	 <p><b>SIGME</b></p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------

análisis especial, para asegurar la adecuada verificación del citado cumplimiento de la regulación.

- ✓ Teniendo en cuenta el contexto de la aplicación de la Resolución CREG 114 de 2018, *“Por la cual se determinan los principios y condiciones generales que deben cumplir los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica para que sus precios sean reconocidos en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado”*, por involucrar agentes comercializadores y conceptos como registros ante el MEM, en particular para nuevos agentes, manejo de garantías y riesgos, liquidación de transacciones, exigencia de garantías financieras, etc., temas relacionados con el reglamento de operación y con el MEM, es necesario adelantar una revisión detenida al respecto, de tal manera que sea sustentada la competencia o no de X.M. S.A. .E.S.P., en la mencionada temática

## **10.2. Aspectos financieros y administrativos**

- ✓ XM S.A. E.S.P. presta servicios públicos complementarios del sector eléctrico bajo un esquema de remuneración regulada, de conformidad con lo dispuesto en las Resoluciones CREG 174 de 2013, 014 de 2014 y 175 de 2016. En este contexto, la metodología de remuneración asociada a las funciones de operador del mercado mayorista de energía eléctrica (CND, ASIC y LAC) permite identificar un perfil financiero estable, sin evidenciar riesgos de liquidez que comprometan la continuidad en la prestación de dichos servicios. Esta situación se ve reforzada por la participación marginal de las líneas de negocio no vigiladas por esta Superintendencia, las cuales representan menos del 2% de los ingresos operacionales de la compañía.
- ✓ La inexistencia de un riesgo financiero latente que comprometa la continuidad operativa de XM S.A. E.S.P. no implica la ausencia de eventos de riesgo



materializados. En particular, durante el año 2024 se evidenció la materialización de un riesgo asociado a la ejecución de proyectos de inversión, reflejado en el retiro de los activos vinculados al proyecto SAM (Sistema Administrativo del Mercado), lo cual generó un impacto económico para el mercado estimado en COP \$80 mil millones en dicho periodo, sin considerar las inversiones realizadas desde el inicio del proyecto en 2016. No obstante, el esquema de blindaje financiero de la compañía, junto con los controles aplicados en la ejecución de los recursos, y las auditorías adelantadas por la Contraloría General de la República, la revisoría fiscal y la Auditoría Externa de Gestión de Resultados, no evidencian observaciones que indiquen un manejo inadecuado de los recursos.

- ✓ En consecuencia, si bien XM S.A. E.S.P. no presenta condiciones financieras que ameriten la adopción de medidas especiales de vigilancia, los riesgos asociados a la planeación y ejecución de proyectos de inversión deberán continuar siendo objeto de seguimiento por parte de esta Superintendencia, en particular aquellos que puedan generar impactos económicos relevantes para los agentes del mercado.

#### 10.3. Aspectos relacionados con el cumplimiento de lo establecido en el Reglamento de Operación del SIN

- ✓ Una vez desarrollado el ejercicio de análisis de los procedimientos de responsabilidad de XM S.A. E.S.P., a través de la presente evaluación integral, se requiere aclarar el alcance de las competencias en particular del CND, respecto de las acciones de supervisión y en general de las acciones establecidas a través de la Resolución CREG 080 de 1999.
- ✓ Se recomienda evaluar y aclarar la competencia del ASIC y/o del CND en lo relacionado con los principios, condiciones generales que deben cumplir los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica, junto con la suscripción y



 <p><b>Superservicios</b></p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	 <p><b>SIGME</b></p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------

realización de contratos, a partir de lo señalado a través de la Resolución CREG 114 de 2018

#### **10.4. Reglas de comportamiento**

- ✓ Una vez verificada el cumplimiento a las normas de comportamiento, Resolución CREG 080 de 2019, en especial lo referente a los artículos 9 y 25, se informa que el prestador cuenta con los procedimientos de acuerdo con la norma citada y estos de manera general son adecuados y están diseñados en función de la comprensión clara e instructiva que deben aportar, dando cumplimiento a la norma citada.

#### **11. Responsables de la realización**

##### **11.1.1. Responsable general**

Omar Camilo Lopez Lopez – Director Técnico de Gestión de Energía (E)

##### **11.1.2. Equipo de evaluación**

Carmen Rojas Castellanos – tópico Técnico

Carlos Gomez Florez – tópico UMMEG

Camila Parada Sanchez – tópico PGRD

Deizith Yadira Diaz – tópico OTIC

Juan Pablo Ortega– UMMEG

Luis Carlos Rodriguez – Normas de comportamiento

Jorge Mario Guevara – Aspectos Regulatorios

Fabio Alberto Aldana – Aspectos Regulatorios

Sandra Patricia Mejia – Aspectos OTIC

Andres Felipe Peñaranda – Aspectos MEM

Mauricio Rengifo – Aspectos Financieros