Ministerio de Minas y Energía

### COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

##### RESOLUCIÓN No. 501 062 DE 2024

### (05 SEP. 2024)

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. contra la Resolución CREG 501 021 de 2023

**LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524, 2253 de 1994, 2696 de 2004 y 1260 de 2013.

**CONSIDERANDO QUE:**

De acuerdo con lo previsto en el literal d) del artículo 23, y el artículo 41, ambos   
de la Ley 143 de 1994, es función de la COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG, fijar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas.

Mediante la Resolución CREG 015 de 2018, publicada en el Diario Oficial del 3   
de febrero de 2018, se expidió la metodología para la remuneración de la   
actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado   
Nacional, SIN, la cual fue aclarada, modificada y complementada por las   
Resoluciones CREG 085 de 2018, 036 y 199 de 2019, 167 y 195 de 2020, 222   
de 2021, 101 009, 101 012, 101 022, 101 027 de 2022, 101 032 de 2022 y 101   
019 de 2023.

Mediante la Resolución CREG 141 de 2019 se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. El plan de inversiones inicialmente aprobado fue modificado para el periodo 2023-2027 mediante la Resolución CREG 501 021 de 2023.

En el documento CREG 901 039 de 2023 se encuentra el soporte de la Resolución CREG 501 021 de 2023, donde se incluyen los criterios de revisión de la información, las bases de datos utilizadas y los cálculos realizados por la Comisión para definir las variables aprobadas.

La COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P., mediante comunicación con radicado CREG E2024001089 del 23 de enero de 2024, presentó recurso de reposición contra la Resolución CREG 501 023 de 2023.

En la comunicación citada se indica lo siguiente:

*(…)*

*OMAR SERRANO RUEDA, mayor de edad, identificado como aparece al pie de mi firma, actuando en mi calidad de Representante Legal según consta en el Certificado de Existencia y Representación Legal de COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. (en adelante “CEO” o La Compañía), identificada con NIT 900366010-1; con todo respeto por medio del presente memorial me permito interponer, con fundamento en los artículos 74 y s.s. del CPACA, el artículo 113 de la Ley 142 de 1994, y encontrándome dentro del término legal conferido para el efecto, RECURSO DE REPOSICIÓN PARCIAL en contra de la Resolución CREG 501 021 del 01 de diciembre de 2023 “Por la cual se modifica el plan de inversiones del mercado de comercialización atendido por la COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S E.S.P., aprobado en la Resolución CREG 141 de 2019” , con el fin de que acojan las siguientes:*

***I. PRETENSIONES***

***Primera****. – Que se revoque parcialmente la decisión contenida en la Resolución CREG 501 021 de 2023, tomada dentro de la actuación administrativa iniciada bajo el expediente 2023-0040.*

***Segunda****. – Que, en su lugar, se apruebe el valor total de las inversiones presentadas por CEO en la solicitud de ajuste del Plan de inversión para el periodo 2023-2027, conforme a las peticiones que se detallan a continuación y de acuerdo con los argumentos fácticos y jurídicos que se exponen en el presente recurso:*

***2.1.*** *Que no se excluyan activos de proyectos reportados con nivel de tensión 4 y tipo de inversión IV que están relacionados con el STN, teniendo en cuenta que la regulación (N. 6.3.4. Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018) solo exige aprobación previa de la UPME para las inversiones Tipo I y II que se realicen en el STR.*

***2.1.1.*** *Que se apruebe el Proyecto del segundo banco de transformación en la subestación San*

*Bernardino (código proyecto 400500), teniendo en cuenta que: (i) este proyecto ya había sido aprobado en las Resoluciones CREG 141 de 2019 y CREG 198 de 2020; y (ii) que el proyecto es una inversión Tipo IV y por lo tanto no requiere aprobación de la UPME.*

***2.2.*** *Que se acepten las correcciones en el formato, por cambios en el nivel de tensión asociado a varios proyectos, según se detalla en el presente recurso y los documentos adjuntos, por haber sido asignados en un nivel de tensión al cual no correspondían.*

***2.3.*** *Que se acepten las correcciones asociadas a las bahías de transformadores solicitadas.*

***2.3.1.*** *Que se acepten las correcciones de los códigos IUA de cada transformador de los siguientes proyectos con código 403100-N2, 403100-N4, 403900-N2 y 403900-N3.*

***2.3.2.*** *Que se acepte la eliminación de los proyectos 402300-N4, 403100-N4 y 403200-N4 del plan de inversiones, de acuerdo con el fundamento expuesto en el presente documento.*

***2.4.*** *Que se acepte la reclasificación de algunos proyectos, entre ellos los que hacen parte del Macro-Proyecto “Protecciones y Telecontrol”, como inversión Tipo IV y, en consecuencia, sean aprobados dentro del Plan de inversiones ajustado, conforme al fundamento expuesto en el presente recurso y los documentos soporte que se adjuntan al mismo.*

***2.4.1.*** *Que, con independencia de su clasificación en inversiones Tipo III o Tipo IV, se apruebe el reconocimiento de los proyectos de Protección y Telecontrol dentro del Plan de inversiones ajustado, teniendo en cuenta que: (i) son proyectos de naturaleza multianual; (ii) son proyectos requeridos para el cumplimiento d metas de calidad; y (iii) CEO realizó la ejecución del 100% de los proyectos solicitados para aprobación con este objeto en el 2023, dada su importancia para el cumplimiento de las metas de calidad.*

***2.5.*** *Que para la aprobación de los tipos de módulos comunes solicitados, las validaciones de la CREG se orienten a verificar que los valores por bahía de módulos comunes nuevos que finalmente son solicitados para reconocimiento de INVA corresponden al número exacto de bahías nuevas que se construyen por nivel de tensión; asimismo, que para la selección del tipo de módulo común a instalar por nivel de tensión, sí es adecuado considerar las bahías tanto existentes por nivel de tensión como las nuevas a instalar.*

***2.5.1.*** *Que se reconozca el total de inversiones solicitadas por bahía y que para aquellas UC´s cuyo reconocimiento está dado por bahía, en el procesamiento de la información no sea considerado un error utilizar en varias oportunidades (por bahía intervenida) el mismo código IUA de la UC a la que pertenecen.*

***2.5.2.*** *Que se acepten las correcciones adicionales sobre las UC de módulos comunes referenciados en cada uno de los proyectos, de acuerdo con el fundamento expuesto en el presente recurso y según los documentos soporte que se adjunta al mismo.*

***2.6.*** *Que se tengan en cuenta todos los ajustes realizados por CEO asociados a las UC de Control de Subestación NOPX que se proponen para ser instaladas en subestaciones, conforme se precisó en la respuesta al Auto de pruebas.*

***2.6.1.*** *Que se tenga en cuenta que CEO no está solicitando varias UC´s de control de subestaciones para una misma subestación, año y nivel de tensión, sino que se está solicitando es el reconocimiento de inversiones por bahía, lo cual es verificable con los datos que arroja la inversión solicitada para estos proyectos.*

***2.6.2.*** *Que, para efectos del reconocimiento de inversiones en controles de subestación, no se asuma como un error en el reporte de información, cuando se asocia a un mismo código IUA de una UC varias inversiones.*

***2.6.3.*** *Que para aquellas UC´s cuyo reconocimiento está dado por bahía, en el procesamiento de la información a futuro, no sea considerado un error utilizar en varias oportunidades (por bahía intervenida) el mismo código IUA de la UC a la que pertenecen.*

***2.7.*** *Que se aprueben las UC especiales N2PX01, N2PX02, N2PX03, N2PX04, N2PX05, N2PX06, N3PX01 Y N3PX02, de acuerdo con el fundamento expuesto en el presente recurso.*

***2.8.*** *Que se apruebe el valor total solicitado de la unidad constructiva especial para la Macro medición en el nivel de tensión 1, de acuerdo con el fundamento expuesto en el presente recurso.*

***2.9.*** *Que se aprueben los proyectos con código 400500-N4, 400500-N5, 401505-N4, 402300-N3, 402400, 403000, 403100-N4 y 403100-N2, cuyas inversiones ascienden a $21,675 millones y en los cuales se presenta instalación de un transformador STR/SDL junto con sus bahías de alta y baja tensión, de acuerdo con el fundamento expuesto en el presente recurso y los documentos soporte que se adjunta al mismo.*

*(…)*

A continuación, se presenta el análisis de las pretensiones y sus fundamentos presentadas por el Operador de Red, OR, en el recurso de reposición:

**Solicitud No. 1**

*(…)*

***Primera****. – Que se revoque parcialmente la decisión contenida en la Resolución CREG 501 021 de 2023, tomada dentro de la actuación administrativa iniciada bajo el expediente 2023-0040.*

*(…)*

**Análisis de la Comisión**

En relación con esta solicitud, la Comisión indica que no es posible acceder a la solicitud presentada por el OR, ya de acuerdo con la etapa procesal en que nos encontramos, estamos en la resolución del recurso de reposición, el cual procede de acuerdo con lo dispuesto tanto en la Ley 142 de 1994, así como en el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo (CPACA).

Es importante recordarle al OR lo establecido en el CPACA respecto de la Revocatoria Directa de los actos administrativos, así:

El artículo 93 de la Ley 1437 de 2011, dispone lo siguiente:

***ARTÍCULO 93. Causales de revocación.*** *Los actos administrativos deberán ser revocados por las mismas autoridades que los hayan expedido o por sus inmediatos superiores jerárquicos o funcionales, de oficio o a solicitud de parte, en cualquiera de los siguientes casos:*

*1. Cuando sea manifiesta su oposición a la Constitución Política o a la ley.*

*2. Cuando no estén conformes con el interés público o social, o atenten contra él.*

*3. Cuando con ellos se cause agravio injustificado a una persona.*

***ARTÍCULO 94. Improcedencia****. La revocación directa de los actos administrativos a solicitud de parte no procederá por la causal del numeral 1 del artículo anterior, cuando el peticionario haya interpuesto los recursos de que dichos actos sean susceptibles, ni en relación con los cuales haya operado la caducidad para su control judicial.*

De acuerdo con lo anterior, se reitera que es improcedente que a través de un recurso de reposición se solicite la revocatoria parcial de la resolución, más aún cuando de parte del OR en ningún momento se invoca alguna de las causales antes mencionadas. Ahora bien, de la lectura del escrito pudiera decirse que todo el argumento se centra en que presuntamente la Comisión está actuando de una manera distinta a lo que dispone la regulación y en ese caso al haber sido interpuesto el recurso, claramente no procede la revocatoria solicitada.

En conclusión, por lo anteriormente expuesto no se accede a lo solicitado, sin embargo, se analizan todas las peticiones presentadas en el recurso.

**Solicitud No. 2**

*(…)*

***Segunda****. – Que, en su lugar, se apruebe el valor total de las inversiones presentadas por CEO en la solicitud de ajuste del Plan de inversión para el periodo 2023-2027, conforme a las peticiones que se detallan a continuación y de acuerdo con los argumentos fácticos y jurídicos que se exponen en el presente recurso:*

*(…)*

**Análisis de la Comisión**

Tal y como se muestra en esta solicitud, se observa que claramente no se busca que se revoque la resolución, sino que por el contrario se le dé la razón al OR y por lo tanto se reponga la decisión, que son términos completamente diferentes.

Respecto al numeral 2.1 y 2.1.1 de la solicitud:

La Resolución CREG 015 de 2018 establece en el numeral 6.3.4 del Anexo General que los proyectos de inversión en el STR tipo I y II requieren aprobación por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, de acuerdo con los criterios definidos por dicha entidad.

Por otro lado, los proyectos de inversión tipo IV según el numeral 6.3.3.2 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018 corresponden a proyectos que buscan mejorar la confiabilidad y calidad del servicio reducción y mantenimiento de pérdidas, renovación tecnológica de los activos de uso del sistema y otras áreas que identifique el OR.

En los activos presentados por la COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. se excluyeron los relacionados a los del Sistema de Transmisión Nacional, STN, (nivel 4) los cuales estaban principalmente relacionados al banco de transformación de la subestación San Bernandino, sus bahías y algunos equipos de subestación relacionados al proyecto de código 400500.

Los literales 11, 12, 14 y 15 del numeral II de la comunicación presentada por la COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. indican con relación con el proyecto del segundo banco de transformación de la S/E San Bernandino (230/115 kV) que:

*(…)*

*§11. El proyecto consiste en la instalación de un segundo banco de transformación trifásico 230/115 kV (3x50 MVA) en la subestación, que tiene por objeto mejorar la confiabilidad en la conexión al STN del STR operado por CEO, con el fin de garantizar el cubrimiento de la demanda de la zona Centro del departamento del Cauca y la Costa Pacífica, recientemente interconectada al SIN, cuya operación se encuentra a cargo de CEDENAR.*

*§12. Dichas necesidades fueron identificadas y expresadas por la UPME en el numeral 6.3.16 del Plan de Expansión de referencia Generación - Transmisión 2013-2027. En dicho apartado, la UPME menciona lo siguiente: “Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV; se observa agotamiento de la capacidad de transformación en las subestaciones Jamondino y San Bernardino, lo que puede producir demanda no atendida en condiciones normales de operación y ante contingencia. Actualmente como parte de la solución el OR se encuentra en proceso de instalación de un segundo Transformador en la subestación Jamondino con fecha de entrada en operación diciembre de 2013, se recomienda a los ORs incumbentes estudiar y presentar nuevos puntos de conexión al STN y/o repotenciar los actuales". Teniendo en cuenta la recomendación de la UPME, CEO desarrolló en el año 2014 un estudio de conexión con el fin de evaluar la viabilidad técnica y económica de realizar el proyecto y posteriormente solicitó concepto de viabilidad a ISA INTERCOLOMBIA, el cual fue positivo.*

*(…)*

*§14. Como complemento a lo expresado en el Plan de Expansión 2013 – 2027 de la UPME, XM en los informes IPOELP de los años 2021 y 2022 ha identificado cierto grado de vulnerabilidad o restricción en el STR operado por CEO ante la contingencia N-1 que considera la salida de operación de este transformador, restricción que ha sido corroborada por CEO y expresada en*

*los Planes de Expansión del STR.*

*§15. En conclusión, con este proyecto no solo se busca garantizar la tensión de operación dentro del rango operativo permitido (+/-10%) ante contingencias N-1 en las barras del STR que administra y opera CEO, si no también, garantizar la confiabilidad en la atención de la demanda, atendiendo las recomendaciones del planeador nacional UPME y del operador nacional XM.*

*(…)*

Considerando lo presentado por el OR y los aspectos regulatorios asociados a los proyectos de inversión tipo IV, la Comisión decide incluir en el reconocimiento de activos para el ajuste al plan de inversión 2023-2027 los activos de nivel de tensión 4 pertenecientes a proyectos tipo IV.

Respecto al numeral 2.2 de la solicitud:

Luego de revisado el listado de proyectos presentados por la COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. en el archivo *“Formato\_reporte\_inventario\_OR\_Rev\_3\_FORMATO\_5”* del radicado CREG E2024001089 del 23 de enero de 2024 y compararlo con los inventarios aprobados en la Resolución CREG 501 021 de 2023 (radicado CREG S2023006891 del 29 de diciembre de 2023) respecto al nivel de tensión, se identificó el siguiente proyecto con un nivel de tensión distinto:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Código proyecto** | **Nombre del proyecto** | **Nivel E2024001089** | **Nivel S2023006891** |
| 400500-N5 | San Bernardino 150 MVA - 230/115 Kv - N5 | 5 | 4 |

Con base en lo solicitado en la Circular CREG 051 de 2018 en el formato “*Circular029-2018 Formatos reporte inventario OR Rev 3.xlsx”,* el campo *Nivel* solo puede tener los valores 4, 3, 2 y 1 y se refiere al nivel de tensión en que se reconoce el activo por lo que en concordancia a lo expuesto e inventarios revisados, no se realizan ajustes sobre el nivel de tensión de los proyectos.

Respecto al numeral 2.3, 2.3.1 y 2.3.2:

Sobre los Identificadores Únicos de Activos, IUA, de transformador del numeral 2.3.1 se presentan los siguientes cambios sobre el formato 5.6:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Código proyecto** | **IUA provisional** | **IUA transformador S2023006891** | **IUA transformador E2024001089** |
| 403100-N2 | 113002814000 | 113002725000 | 111006845000 |
| 403100-N2 | 113002813000 | 113002725000 | 111006845000 |
| 403100-N2 (403100-N4) | 113002810000 | 113002725000 | 111006845000 |
| 403100-N4 | 113002811000 | N/A (UC eliminada) | 111006845000 |
| 403900-N2 | 113002795000 | 0 | 111002569000 |
| 403900-N2 | 113002796000 | 0 | 111002569000 |
| 403900-N2 | 113002794000 | 113002613000 | 111002569000 |
| 403900-N3 | 113002793000 | 0 | 111002569000 |
| 403900-N3 | 113002792000 | 113002613000 | 111002569000 |

El registro que presenta el código del proyecto “*403100-N2 (403100-N4)*” corresponde a uno el cual fue trasladado por el OR desde el proyecto 403100-N4 al 403100-N2, esto debido a que solicitó en el numeral 2.3.2 la eliminación de este inicialmente mencionado y los proyectos de código 402300-N4, 403100-N4 y 403200-N4.

Para el activo con el IUA provisional 113002796000 se identificó que el IUA de transformador asociado que reportó el OR en el recurso no existe en la base de activos del OR, por lo tanto, se le asignó el IUA de transformador 113002613000 a dicho activo, el cual se encontraba en el inventario aprobado mediante la Resolución CREG 501 021 de 2023.

Con relación con la solicitud de eliminación de los proyectos 402300-N4, 403100-N4 y 403200-N4 del numeral 2.3.2, la COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. en el literal 47 del numeral II en la tabla adjunta manifiesta:

*(…)*

*Adicionalmente se identificaron 3 proyectos (402300-N4, 403100-N4 y 403200N4) en los cuales sus bahías no fueron aprobadas a CEO por no haberse reportado la bahía en N4 de cada proyecto y solicitaban concepto UPME, por lo cual estos proyectos son eliminados del plan solicitado para aprobación y las bahías se integraron al proyecto del SDL (402300-N3, 403100-N2 y 403200-N3.)*

*(…)*

Inicialmente, hay que resaltar que los cálculos de las inversiones aprobadas a los OR que presentan plan de inversión se hacen considerando el nivel de tensión, categoría de activos y año de entrada de operación tal como se describe en el numeral 3.1.1.2.1 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018, por lo que la reubicación de activos en otros proyectos no altera las condiciones en las que se valoran los mismos incluyendo las revisiones que realice la Comisión.

Se identificaron activos tanto en el formato 6 como en el formato 9 de los proyectos en mención. Los códigos de Unidades Constructivas, UC, presentados en el formato 6 están mayormente relacionados con módulos comunes y de barraje, así como bahías de transformador. Los códigos UC presentados en el formato 9 corresponden únicamente al *“Control y protección de bahía de transformador – N4”* (N4P2).

Luego de analizar todos los registros relacionados con la solicitud del OR, la Comisión no considera necesaria la eliminación de proyectos ni hacer el traslado de los activos reconocidos, dado que la información no presenta cambios significativos ni implica cambios en el reconocimiento de estos, que de cualquier forma se entienden como una modificación de la solicitud inicial, lo cual no puede ser objeto de revisión ni ajuste en la etapa de recurso. Se destaca el activo con IUA provisional 113002810000 el cual tuvo un ajuste en el IUA de transformador, siendo reconocido por la Comisión.

Por otro lado, se identificó la inclusión de una UC de transformador en el archivo *“Formato\_reporte\_inventario\_OR\_Rev\_3\_FORMATO\_5”*, la cual según lo reportado en la columna “*ajustes OR revisión 1*” el OR indica que “*Debido que no se aceptó comentario en el auto de pruebas de reutilizar transformador reparado se adiciona UC para la instalación de un transformador nuevo. Con esto se subsanaría reportar el IUA de transformador.*” Se debe destacar que, la Comisión no acepta la inclusión de esta y otras UC dado que esta adición obedece a nuevas unidades constructivas presentadas en el recurso las cuales no fueron presentadas por el OR en la solicitud inicial, dichas UC son nuevos elementos, no sujetos a revisión en recurso de reposición. Lo anterior, se sustenta en los artículos 74 y 77 del CPACA. Por lo tanto, esta solicitud no se considera dentro de la reposición.

Respecto a los numerales 2.4 y 2.4.1:

La COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. en el literal 47 del numeral II de la comunicación, indica:

*(…)*

*Al respecto, si bien se encontraron algunos casos puntuales en los que efectivamente el código IUA de reemplazo reportado (por errores de diligenciamiento no detectados) no corresponde a ningún IUA de las UC´s de la base de activos aprobada a la fecha por la CREG a CEO, se pudo evidenciar que en la mayoría de las situaciones el reporte del IUA de reemplazo realizado por CEO corresponde al código IUA de una unidad constructiva de la cual solo se está reemplazando un elemento, dado que no es posible reportar un código IUA para los elementos de UC´s instaladas antes de diciembre de 2017, debido a las diferencias entre las metodologías CREG 097 de 2008 y CREG 015 de 2018.*

*(…)*

*Los formatos relacionados a las unidades constructivas reportadas dentro de los proyectos identificados con los códigos INVA 301101 (2023); 301102-N2, 301102N3, 301102-N4 (2024); 301103-N2, 301103-N3, 301103-N4 (2025); 301104-N2, 301104-N3, 3011-04-N4 (2026); 301105-N3, 301105-N4 (2027), corresponden a:*

*• Formato 9: Equipos de Protección*

*• Formato 10: Equipos de Telecontrol*

*(…)*

*CEO utilizó las IUA de las unidades constructivas a cambiar según el Capítulo 15 de la Resolución CREG 015 2018. A modo de ejemplo, una de las situaciones encontradas para la presentación de estos proyectos, consiste en sacar de operación el sistema de protecciones y telecontrol que hacía parte como elemento constitutivo de la bahía de línea que estaba siendo reconocida bajo las UC N4S7 de la Resolución CREG 097 de 2008 e instalar los nuevos sistemas de protección que fueron definidos por la CREG, ya no dentro de las UC´s de bahías de línea sino de manera independiente como una UC consolidada, que para el ejemplo particular corresponde a la UC N4P1.*

*(…)*

La Comisión procedió a revisar nuevamente los activos solicitados cuyo IUA reemplazado no fue encontrado en la base inicial de activos. Con base en lo expuesto por el OR, se identificó que las fracciones costo reportados para las UC de los proyectos 301102-N2, 301102N3, 301102-N4 (2024); 301103-N2, 301103-N3, 301103-N4 (2025); 301104-N2, 301104-N3, 3011-04-N4 (2026); 301105-N3, 301105-N4 (2027) en el formato 9 corresponden su mayoría a elementos (componentes) de protección controladores, cables de control y tableros, de las UC de control y protección de bahías de línea tal como se ilustra en la siguiente tabla (tomado de la Circular CREG 024 de 2020):

| **Código UC** | **Componentes solicitados** | **Fracción costo solicitado** |
| --- | --- | --- |
| N2P1 | Sin componentes | 100 |
| N3P1 | Tablero | 12,9 |
| Cables de control NT3 | 24,8 |
| Protección Principal 1 | 25 |
| Controlador de bahía | 27,8 |
| N3P2 | Tablero | 12,9 |
| Cables de control NT3 | 24,8 |
| Protección Principal 1 | 25 |
| Controlador de bahía | 27,8 |
| N4P1 | ODF | 0,3 |
| Tablero | 6,6 |
| Protección Principal 1 | 12,7 |
| Controlador de bahía | 14,3 |
| Cables de control NT4 | 18,6 |
| Teleprotección | 28,4 |
| N4P2 | ODF | 0,4 |
| Tablero | 8,1 |
| Relé regulador de voltaje y paralelismo | 11,9 |
| Protección Principal 1 | 15,7 |
| Controlador de bahía | 17,5 |
| Cables de control NT4 | 22,8 |
| N4P3 | ODF | 0,5 |
| Tablero | 12,2 |
| Protección Principal 1 | 23,6 |
| Controlador de bahía | 26,4 |
| Cables de control NT4 | 34,3 |

Considerando la justificación dada por el OR en el literal 47 del numeral II, los elementos a reemplazar corresponden a elementos de UC del capítulo 15 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018 cuya composición se encuentra en la Circular CREG 029 de 2018 y que en su mayoría para el formato 9 se refiere al tablero de control, medida y protección. Las UC del capítulo 15 identificadas son las siguientes:

|  |  |
| --- | --- |
| **Código UC** | **Descripción** |
| N2S9 | CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD |
| N2S10 | CELDA DE LLEGADA DETRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD |
| N3S1 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA -TIPO CONVENCIONAL |
| N3S2 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL |
| N4S1 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL |
| N4S2 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL |
| N4S7 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL |
| N4S8 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL |
| N4S17 | BAHÍA DE MANIOBRA - (ACOPLE - TRANSFERENCIA O SECCIONAMIENTO) - TIPO CONVENCIONAL |
| N5S3 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR, BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA, 230 kV |

La Comisión procedió a verificar para cada caso que las cantidades de elementos a reemplazar tuvieran consistencia con los elementos de las UC del capítulo 15 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018 que se pretenden reponer. Los resultados de esta verificación se muestran a continuación.

| **Código UC Capítulo 14** | **Código UC Capítulo 15** | **Componente UC Capítulo 15 a reemplazar** |
| --- | --- | --- |
| N2P1 | N2S9 | No se identifica componente |
| N2S10 | No se identifica componente |
| N3P1 | N3S1 | Tablero de control, medida y protección |
| N3P2 | N3S2 | No se identifica componente |
| N4P1 | N4S1 | Tablero de control, medida y protección |
| N4S7 | Tablero de control, medida y protección |
| N4P2 | N4S2 | Tablero de control, medida y protección |
| N4S7 | Tablero de control, medida y protección |
| N4S8 | Tablero de control, medida y protección |
| N5S3 | Tablero de control, medida y protección |
| N4P3 | N4S8 | Tablero de control, medida y protección |
| N4S17 | Tablero de control, medida y protección |

Como se puede evidenciar, para las UC N2P1 y N3P2 no es posible aceptar las reposiciones vinculadas con las UC N2S9, N2S10, N3S2 del capítulo 15 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018 ya que dichas UC en la definición de sus elementos no presentan similitudes o consistencia con los elementos de las UC del capítulo 14. Así pues, la Comisión acepta reponer para los proyectos relacionados, las reposiciones donde se evidencia que los elementos a reponer tienen relación directa con los elementos a retirar de las UC cuyos IUA reemplazados fueron reportados correctamente.

Respecto al formato 10, es de destacar que todos los IUA reemplazados identificados para los proyectos 301101 (2023), 301102-N2, 301102-N3, 301102-N4 (2024), 301103-N2, 301103-N3, 301103-N4 (2025), 301104-N2, 301104-N3, 301104-N4 (2026), 301105-N3, 301105-N4 (2027) corresponden a UC de bahías o celdas, por lo que el análisis a realizar se efectúa con las mismas consideraciones hechas para el formato 9. Los porcentajes de costo asociados a los elementos (componentes) de las UC para los proyectos ya mencionados se muestran a continuación:

| **Código UC** | **Componentes solicitados** | **Fracción costo solicitado** |
| --- | --- | --- |
| N0P2 | Tablero | 3,5 |
| Red LAN | 6,3 |
| Router-Firewall | 9,9 |
| Switches | 18,8 |
| N0P3 | GPS Unidad de Tiempo | 1,8 |
| Tablero | 1,9 |
| IHM | 2,6 |
| Router-Firewall | 5,5 |
| Red LAN | 7 |
| Registrador de Fallas | 9,7 |
| Gateway o UTR | 14,7 |
| Switches | 41,3 |
| N0P4 | GPS Unidad de Tiempo | 1,3 |
| IHM | 1,8 |
| Tablero | 2,8 |
| Router-Firewall | 3,9 |
| Licencias Software SCS Tipo 4 | 6,9 |
| Red LAN | 7,5 |
| Gateway o UTR | 10,5 |
| Switches | 44,4 |
| N0P5 | GPS Unidad de Tiempo | 1,1 |
| IHM | 1,5 |
| Tablero | 2,3 |
| Router-Firewall | 3,2 |
| Licencias Software SCS Tipo 5 | 7,9 |
| Gateway o UTR | 8,6 |
| Red LAN | 10,2 |
| Registrador de Fallas | 11,3 |
| Switches | 48 |

Considerando las aclaraciones del OR en el literal 47 del numeral II:

*(…)*

*A modo de ejemplo se tiene la UC N0P3- Control de subestación Tipo 3 (5-8 bahías) la cual recoge en su mayoría las funcionalidades de varias UC´s de la anterior metodología, entre ellas la de la UC N3 S38 – Sistema de Control de la Subestación (si se instala en el nivel de tensión de una subestación con alta en nivel de tensión 3) o la de la UC N4S45 (si se instala en una subestación con alta en nivel de tensión 4), pero también recoge las funcionalidades de otras UC´s de equipos de subestación e incorpora nuevos equipos/funcionalidades que antes no estaban instalados en el sistema como se presenta en la siguiente tabla:*

*(…)*

Nuevamente se aclara que los IUA reemplazados reportados para las UC de los proyectos en cuestión corresponden en su mayoría a bahías y celdas, no se reportan otras UC relacionadas con controles de subestación del capítulo 15 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018 tal como se muestra en esta tabla:

| **Código UC** | **Descripción** |
| --- | --- |
| N2S9 | CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD |
| N2S7 | BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN REDUCIDA |
| N2S10 | CELDA DE LLEGADA DETRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD |
| N3S1 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA -TIPO CONVENCIONAL |
| N3S2 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL |
| N3S11 | CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD |
| N3S12 | CELDA DE TRANSFORMADOR O ACOPLE - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD |
| N3S13 | BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 1 |
| N3S14 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 1 |
| N3S17 | BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN REDUCIDA |
| N3S18 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - SUBESTACIÓN REDUCIDA |
| N4S1 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL |
| N4S2 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL |
| N4S7 | BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL |
| N4S8 | BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL |
| N4S17 | BAHÍA DE MANIOBRA - (ACOPLE - TRANSFERENCIA O SECCIONAMIENTO) - TIPO CONVENCIONAL |

La Comisión procedió a revisar para cada caso que las cantidades de elementos a reemplazar tuvieran consistencia con los elementos de las UC del capítulo 15 del anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018 que se pretenden reponer, como se puede observar a continuación:

| **Código UC Capítulo 14** | **Código UC Capítulo 15** | **Componente UC Capítulo 15 a reemplazar** |
| --- | --- | --- |
| N0P2 | N2S7 | No se identifica componente |
| N3S18 | No se identifica componente |
| N0P3 | N2S7 | No se identifica componente |
| N3S1 | Tablero de control, medida y protección |
| N3S13 | Tablero de control, medida y protección |
| N3S14 | Tablero de control, medida y protección |
| N3S17 | No se identifica componente |
| N3S18 | No se identifica componente |
| N3S2 | Tablero de control, medida y protección |
| N4S1 | Tablero de control, medida y protección |
| N4S2 | Tablero de control, medida y protección |
| N0P4 | N2S10 | No se identifica componente |
| N2S9 | No se identifica componente |
| N3S1 | Tablero de control, medida y protección |
| N3S2 | Tablero de control, medida y protección |
| N0P5 | N2S10 | No se identifica componente |
| N2S9 | No se identifica componente |
| N3S1 | Tablero de control, medida y protección |
| N3S11 | No se identifica componente |
| N3S12 | No se identifica componente |
| N3S2 | Tablero de control, medida y protección |
| N4S1 | Tablero de control, medida y protección |
| N4S17 | Tablero de control, medida y protección |
| N4S2 | Tablero de control, medida y protección |
| N4S7 | Tablero de control, medida y protección |
| N4S8 | Tablero de control, medida y protección |

Nuevamente, en relación con las fracciones costo de los elementos solicitados por el OR la Comisión decide en la mayoría de los casos que el tablero de medida, control y protección será el elemento para reponer por cada UC relacionada.

Se aclara que los activos del formato 9 y 10 para los proyectos 301101 (2023), 301102-N2, 301102-N3, 301102-N4 (2024), 301103-N2, 301103-N3, 301103-N4 (2025), 301104-N2, 301104-N3, 301104-N4 (2026), 301105-N3, 301105-N4 (2027) presentados en el archivo “Formato\_reporte\_inventario-\_OR\_Rev\_3\_FORMATO\_5” presentan inconsistencias en la definición de la fracción costo ya que al parecer por IUA provisional aparece suma de todas las fracciones costo que se relacionan con el IUA reemplazado. Esto imposibilita la verificación de la fracción costo en función de los componentes de la UC definida. Por último, se considera que pasar todos estos proyectos al tipo de inversión IV no es posible ya que son ajustes que no están sujetos a revisión en el recurso de reposición, ya que se entienden como una modificación de la solicitud inicial. Lo anterior, se sustenta en los artículos 74 y 77 del CPACA.

Respecto a los numerales 2.5, 2.5.1 y 2.5.2:

En el aplicativo utilizado por la Comisión para la valoración de los inventarios, siguiendo los criterios definidos en la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018 se reconoce solo un módulo común por nivel de tensión, subestación y año de entrada en operación, y su valoración se realiza multiplicando por la cantidad de bahías totales por subestación, nivel de tensión y año de entrada en operación.

Por lo tanto, tomando en consideración lo expuesto por la COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. en el literal 47 del numeral II de la comunicación:

*(…)*

*Conforme a lo expuesto, respetuosamente consideramos que la afirmación de la CREG según la cual “Algunos módulos comunes solicitados presentaron tipos que no tienen correspondencia con la cantidad de bahías solicitadas e instaladas (reportadas en la base inicial de activos)”, no es correcta. Por lo tanto, la validación que realiza la CREG debe orientarse realmente a que los módulos comunes nuevos que finalmente son solicitados para reconocimiento de INVA, correspondan al número exacto de bahías nuevas que se construyen por nivel de tensión. Asimismo, es necesario tener en cuenta que, para la selección del tipo de módulo común a instalar por nivel de tensión, sí se debe considerar las bahías existentes por nivel de tensión en la subestación.*

*(…)*

La Comisión decide no reponer lo solicitado en los numerales 2.5, 2.5.1 y 2.5.2.

Por otra parte, en la revisión de las UC de módulo común del formato 6 del archivo *“Formato\_reporte\_inventario\_OR\_Rev\_3\_FORMATO\_5”* se evidencia el ajuste de las siguientes UC:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Código proyecto** | **IUA provisional** | **Código UC S2023006891** | **Código UC E2024001089** |
| 400102 | 113002777000 | N3S34 | N3S35 |
| 400102 | 113002781000 | N3S34 | N3S35 |

El ajuste se debe a que el tipo de módulo común fue cambiado en función de las bahías totales, sin embargo, es de resaltar que las UC de módulo común solicitadas y ajustadas corresponden a la misma subestación, en el mismo nivel de tensión para el mismo año de entrada en operación. Por lo que la Comisión solo incluye en la reposición la modificación para el IUA provisional 113002781000.

Respecto a los numerales 2.6, 2.6.1, 2.6.2 y 2.6.3:

Se aclara que la revisión de las UC relacionadas a controles de subestación, independiente del tipo seleccionado por el OR se hace considerando la cantidad de bahías solicitadas e instaladas en concordancia a lo expresado en el numeral 14.1 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018, es decir, que por cada bahía se puede solicitar el respectivo control de subestación, considerando la información requerida como la fracción costo, tipo de inversión, RPP, entre otros. En la descripción de cada UC de control de subestación del capítulo 14 se indica que el valor es por bahía. Por otra parte, nuevamente se resalta que los cálculos de las inversiones aprobadas a los OR que presentan plan de inversión se hacen considerando el nivel de tensión, categoría de activos y año de entrada de operación tal como se describe en el numeral 3.1.1.2.1 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018.

Con base a las observaciones dejadas por la COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. en los numerales 2.6, 2.6.1, 2.6.2 y 2.6.3 y la tabla del literal 47 del numeral II de la comunicación, la Comisión procede a revisar nuevamente los controles de subestación solicitados en el formato 10, en particular los que reportan una fracción costo de 100 ya que los reportados con una fracción costo menores a 100 ya fueron analizados en el numeral 2.4 de las pretensiones del OR.

Dentro del análisis se detecta que la mayoría de los controles de subestación solicitados ya se encuentran aprobados en tipo de inversión II, esto debido a que la cantidad de bahías solicitadas en el formato 6 por subestación y año de entrada en operación concuerdan con las cantidades solicitadas en el formato 10. Adicionalmente, se detectan varios controles de subestación rechazados debido a que se encuentran en el tipo de inversión III y no reportan un IUA reemplazado, en las observaciones el OR indica lo siguiente *“IUA reemplazado a declarar al momento del reporte, debido a como se llevaba con la metodología anterior.”* Considerando lo expuesto por el OR y definido por la Comisión respecto a los numerales 2.4 y 2.4.1 ya que no se identifica un IUA reemplazado con el fin de identificar la UC a la que pertenece y validar la concordancia de los elementos que la componen no es posible incluir dichos activos en el reconocimiento.

En síntesis, la Comisión decide no hacer modificaciones a los activos aprobados y rechazados según lo relacionado en los numerales 2.6, 2.6.1, 2.6.2 y 2.6.3.

Respecto a numeral 2.7:

El numeral 14 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018 indica para las UC especiales que *“Cuando existan activos con características técnicas distintas a las de las UC establecidas, los OR podrán solicitar a la Comisión la creación de UC especiales. La solicitud debe estar acompañada de las consideraciones técnicas que justifican la creación de la UC especial, el costo detallado de cada equipo que la compone y los costos de instalación asociados. Para adquisiciones directas se debe adjuntar tres cotizaciones de suministro e instalación de los equipos que la conforman y para adquisiciones a través de concursos abiertos o licitaciones se deben enviar los documentos que acreditan su realización incluyendo los pliegos de solicitudes, términos de referencia, etc.”*

La COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. solicita las siguientes UC especiales relacionadas con postes de nivel de tensión 2 y 3:

| **Código UC especial** | **Descripción** | **Valor unitario (DIC 2017)** |
| --- | --- | --- |
| N2PX01 | Poste de concreto de 12 m 1050 kg en H - Circuito sencillo - retención - N2 | $ 10,737,063 |
| N2PX02 | Poste de concreto de 12 m 750 kg en H - Circuito sencillo - Suspensión - N2 | $ 5,888,520 |
| N2PX03 | Poste de concreto de 12 m 1050 kg en Tripleta - Circuito Sencillo - retención - N2 | $ 14,007,875 |
| N2PX04 | Poste de PRFV de 12 m 1050 kg en H - Circuito sencillo - retención - N2 | $ 14,220,729 |
| N2PX05 | Poste de PRFV de 12 m 750 kg en H - Circuito sencillo - Suspensión - N2 | $ 9,854,188 |
| N2PX06 | Poste de PRFV de 12 m 1050 kg en Tripleta - Circuito Sencillo - retención - N2 | $ 20,029,033 |
| N3PX01 | Poste de concreto de 14 m 1050 kg en Tripleta - Circuito Sencillo - retención – N3 | $ 30,613,147 |
| N3PX02 | Poste de PRFV de 14 m 1050 kg en Tripleta - Circuito Sencillo - retención – N3 | $ 37,245,653 |

Considerando nuevamente la respuesta dada por el OR al Auto de Pruebas, mediante el radicado CREG E2023015286 del 23 de agosto de 2023 y la información presentada dentro de la comunicación, así como el documento “*Unidades Constructivas Especiales Redes N2 y N3\_UCE\_”* la Comisión realizó el siguiente análisis:

Dentro del documento *“Unidades Constructivas Especiales\_UCE”* presentado en el radicado CREG E2023015286 el OR manifiesta lo siguiente:

*(…)*

*Dentro del Plan de inversiones propuesto para el nuevo periodo 2023-2027, la Compañía Energética de Occidente tiene previsto incorporar en el sistema de distribución Unidades Constructivas Especiales (UCE), que por sus características técnicas no son asimilables a las Unidades Constructivas convencionales (UC) del capítulo 14 de la resolución CREG 015 del 2018. Estas UCE se han propuesto obedeciendo al cumplimiento de normas técnicas, nuevas tecnologías, adaptación a restricciones y de espacio, entre otras. Se diseñan y estructuran pensando en mejorar y ser más eficientes en la gestión y desempeño del sistema eléctrico de distribución, de la compañía.*

*(…)*

*De acuerdo a la necesidad de incorporar unidades constructivas para estructuras de media tensión tipo H y estructuras con configuración en Tormenta o tripletas en redes de media tensión a 13.2KV, ya sea para proyectos de construcción de redes nuevas o proyectos de remodelación de redes en áreas rurales y urbanas ubicadas en el área de influencia de operación de la red de la COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P, se propone de acuerdo a los criterios de diseño y de construcción según la normatividad CEO, teniendo en cuenta el desempeño electromecánico de las líneas aéreas que distribuyen energía eléctrica y determinado por las características meteorológicas de la zona (velocidad del viento y la temperatura ambiente), en donde se localizan. Estas variables climáticas, tienen mayor impacto en el cálculo mecánico de los elementos de las líneas y asimismo por la topografía que caracteriza a la región, donde existen vanos de más de 200 metros de longitud.*

*Es por eso que, para minimizar este impacto, se proponen la instalación de postes con mayor capacidad de ruptura y las configuraciones en H y tripletas, para aumentar las distancias entre líneas y así disminuir interrupciones del servicio de energía eléctrica por acercamiento de esta, originados por vientos.*

*(…)*

*Considerando las características meteorológicas y geográficas de las áreas donde la COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. opera en el Departamento del Cauca, se han definido dos zonas climáticas en las que variarán las condiciones en las que se realiza el cálculo mecánico de cables y apoyos, adicionalmente se tienen las siguientes consideraciones para definir estas Unidades constructivas especiales:*

* *Se considerará las áreas urbanas como terreno tipo C y no se instalarán amortiguadores.*
* *Los cálculos mecánicos de áreas urbanas se harán con Tense Reducido (Tracción diaria = 8% TUR).*
* *En el caso de redes rurales con terrenos desnivelados el diseñador realizará todo el proceso de cálculo que sea aplicable en cada estructura según el apartado Cálculo Mecánico de Apoyos.*
* *Para los vanos máximos admisibles por altura del poste, se considera flecha a temperatura máxima excepcional 83ºC incluyendo con efecto Creep y Tense Reducido.*
* *Para los vanos máximos admisibles por separación de conductores sobre el apoyo, se considera flecha a temperatura máxima excepcional 68ºC con efecto Creep y Tense Reducido.*

*(…)*

Se debe resaltar que la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica definida en la Resolución CREG 015 de 2018 es de carácter integral por lo que su correcta y eficiente aplicación depende directamente del OR, además, las UC definidas en el capítulo 14 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018 consideran las condiciones generales del territorio colombiano.

El OR indica que las condiciones del área donde se instalarán los postes presentan particularidades tales como velocidad del viento y la temperatura, además, indica que la topografía requiere la instalación de postes en H y en tripleta. Tanto en el documento del radicado CREG E2023015286, así como en el documento “*Unidades Constructivas Especiales Redes N2 y N3\_UCE\_”* la Comisión no encuentra evidencia directa tal como estudios o informes que validen las condiciones particulares expuestas por el OR.

Por otra parte, el OR dentro de la solicitud de estas UC especiales no presenta memorias de cálculo o simulaciones que permitan evidenciar alternativas de diseño para las UC objeto de la solicitud. Inclusive, entre los apartados de las condiciones técnicas el OR manifiesta que el diseñador realizará todos los cálculos que sean aplicables, lo que indica la falta de estudios técnicos asociados a la solicitud. Las consideraciones expuestas por el OR no son suficientes para para la aprobación de las UC especiales.

Adicionalmente, en el documento “*Unidades Constructivas Especiales Redes N2 y N3\_UCE\_”* el OR menciona:

*(…)*

*Para ilustrar la justificación de las razones técnicas de proponer las Unidades constructivas Especiales tomamos como ejemplo el caso puntual del proyecto Sistema de Distribución Local (SDL) Guadualejo, el cual fue incluido en el plan de inversión 2023-2027 presentado a la CREG con el código 402600.*

*(…)*

Luego de una revisión de los proyectos solicitados y aprobados por el OR en la Resolución CREG 501 021 de 2023, la Comisión no identificó el proyecto de código 402600 relacionado con el Sistema de Distribución Local, SDL, de Guadualejo por lo que no considera válida la información utilizada para ejemplificar la solicitud.

Respecto a los costos de las UC especiales solicitadas, tanto en las ofertas adjuntadas en la solicitud como en los análisis de costos presentados en el radicado CREG E2023015286 no se presentó información clara que permitiera hacer un análisis a profundidad de los costos de las UC especiales.

En conclusión, luego del análisis de la información compartida por el OR en relación con las UC especiales de postes de nivel de tensión 2 y 3 la Comisión decide no reponer estas UC especiales.

Respecto al numeral 2.8:

Considerando nuevamente lo expuesto en el capítulo 14 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018 respecto a las UC especiales y con la información que adjunta la COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. al respecto se hace el siguiente análisis.

La UC especial solicitada y aprobada es la siguiente:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Código UC especial aprobado** | **Descripción** | **Valor unitario solicitado (DIC 2017)** | **Valor unitario aprobado (DIC 2017)** |
| N1EQ5 | Macromedición - N1 | $ 1.647.645 | $ 1.023.000 |

La UC especial solicitada dadas sus características técnicas no es directamente asimilable a las UC del capítulo 14 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018 por lo que tomando en cuenta la justificación técnica suministrada por el OR tanto en radicado CREG E2023015286 del 23 de agosto de 2023 y la información adjuntada en el comunicado, la Comisión aceptó la UC especial para su reconocimiento en el plan de inversiones aprobado en la Resolución CREG 501 021 de 2023 por valor de $ 1.023.000 (dic-2017).

Respecto a dicha valoración económica, el OR manifiesta lo siguiente:

*(…)*

*Si bien la CREG aprueba la unidad constructiva especial para la macro medición en el nivel de tensión 1, no obstante, es necesario que la Comisión apruebe el valor total inicialmente solicitado, el cual agrupa los componentes esenciales, como el medidor con perfil de carga, el equipo de comunicación, los transformadores de corriente, el cableado y las cajas para proteger tanto medidor como los transformadores de corriente. Para lo cual se adjuntaron los precios de los equipos y el contrato con el costo de instalación.*

*(…)*

*La aprobación del valor de $1.023.000 para la unidad constructiva especial con código N1EQ5 representa un valor inferior al solicitado por la Compañía, el cual fue $1.647.645. Este monto aprobado con el mismo valor de la unidad N2EQ10 - Equipo de Medida N2. demuestra ser desfavorable en comparación con los precios de mercado en los cuales incurre el operador de red, tal como se evidenció en los soportes proporcionados.*

*(…)*

Dado que la UC especial solicitada se considera de características técnicas similares a la de la UC N2EQ10 (Equipo de medida – N2) y la Comisión reconoció la UC especial con base a esta, no se acepta la revaloración.

Respecto al numeral 2.9:

Los proyectos indicados en este numeral por la COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. ya cuentan con las revisiones y ajustes necesarios con base a los numerales anteriores. La siguiente tabla muestra los ajustes realizados por la Comisión:

| **Código Proyecto** | **Nombre del proyecto** | **Ajustes realizados por la Comisión** |
| --- | --- | --- |
| 400500-N4 | San Bernardino 150 MVA - 230/115 Kv - N4 | Se ajusto el reconocimiento de los activos con base a lo expuesto en el numeral 2.1 y 2.1.1 de la comunicación y el análisis de la Comisión |
| 400500-N5 | San Bernardino 150 MVA - 230/115 Kv - N5 | Se ajusto el reconocimiento de los activos con base a lo expuesto en el numeral 2.1 y 2.1.1 de la comunicación y el análisis de la Comisión |
| 401505-N4 | Medidas Entre Niveles de Tensión 2 a 4 - N4 | Se ajusto el reconocimiento de los activos con base a lo expuesto en el numeral 2.1 y 2.1.1 de la comunicación y el análisis de la Comisión |
| 402300-N3 | Segundo transformador S/E Zaque 30 MVA - 115/34,5 Kv - N3 | Se mantienen los ajustes dados por la Comisión en la Resolución CREG 501 021 de 2023 |
| 402400 | Seccionamiento de Barra S/E Cabaña 115 kV | Se ajusto el reconocimiento de los activos con base a lo expuesto en el numeral 2.1 y 2.1.1 de la comunicación y el análisis de la Comisión |
| 403000 | Cambio De configuración Barra principal y Barra de transferencia 115 kV SE Zaque | Se ajusto el reconocimiento de los activos con base a lo expuesto en el numeral 2.1 y 2.1.1 de la comunicación y el análisis de la Comisión |
| 403100-N2 | Segundo transformador Santander 25 MVA 115/13.2 kV y bahías asociadas - N2 | Se ajusto el reconocimiento de los activos con base a lo expuesto en el numeral 2.3 de la comunicación y el análisis de la Comisión. Para los demás activos se mantienen los ajustes dados por la Comisión en la Resolución CREG 501 021 de 2023 |
| 403100-N4 | Segundo transformador Santander 25 MVA 115/13.2 kV y bahías asociadas - N4 | OR solicitó eliminación del proyecto, la Comisión rechaza la solicitud. Se ajusto el reconocimiento de los activos con base a lo expuesto en el numeral 2.1 y 2.1.1 de la comunicación y el análisis de la Comisión |

Se debe resaltar que varias de las UC solicitadas para estos proyectos ya estaban reconocidas en la Resolución CREG 501 021 de 2023.

Por lo anterior, la decisión administrativa expuesta en la parte motiva de la presente resolución, da respuesta efectiva a todas las cuestiones que fueron planteadas a la administración, de forma que no queda ninguna sin resolverse. Lo anterior, en consonancia con lo previsto en los artículos 42 y 80 del CPACA.

Con la aplicación de este principio se busca prevenir arbitrariedad de la administración en la toma de sus decisiones y evitar la vulneración del derecho de defensa de quien presentó la correspondiente reclamación.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1335 del 05 de septiembre de 2024, acordó expedir esta resolución.

**RESUELVE:**

1. Modificar el artículo 3 de la Resolución CREG 141 de 2019 modificado por el artículo 1 de la Resolución CREG 501 021 de 2023. El artículo 3 de la Resolución CREG 104 de 2019 quedará así:

***Artículo 3.*** *Inversión aprobada en el plan de inversiones. El valor de las inversiones aprobadas en el plan de inversiones, INVAj,n,l,t, para cada nivel de tensión, es el siguiente:*

*Tabla 2 Plan de inversiones del nivel de tensión 4, pesos de diciembre de 2017*

| ***Categoría de activos l*** | ***INVAj,4,l,1*** | ***INVAj,4,l,2*** | ***INVAj,4,l,3*** | ***INVAj,4,l,4*** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| *l = 1* | *0* | *0* | *0* | *0* |
| *l = 2* | *0* | *0* | *0* | *0* |
| *l = 3* | *0* | *367.281.165* | *922.786.183* | *209.878.803* |
| *l = 4* | *47.886.000* | *116.062.000* | *23.943.000* | *0* |
| *l = 5* | *0* | *203.292.000* | *0* | *0* |
| *l = 6* | *0* | *0* | *0* | *0* |
| *l = 7* | *0* | *2.161.882.800* | *0* | *0* |
| *l = 8* | *0* | *0* | *0* | *0* |
| *l = 9* | *0* | *0* | *0* | *0* |
| *l = 10* | *0* | *3.930.737.167* | *263.154.417* | *322.013.917* |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Categoría de activos *l*** | ***INVAj,4,l,5*** | ***INVAj,4,l,6*** | ***INVAj,4,l,7*** | ***INVAj,4,l,8*** | ***INVAj,4,l,9*** |
| *l = 1* | *0* | *0* | *0* | *8.907.117.000* | *0* |
| *l = 2* | *0* | *0* | *0* | *0* | *0* |
| *l = 3* | *209.878.803* | *0* | *279.838.404* | *2.650.877.581* | *1.047.020.000* |
| *l = 4* | *47.886.000* | *875.363.792* | *1.089.674.144* | *885.011.000* | *954.035.438* |
| *l = 5* | *0* | *0* | *0* | *101.646.000* | *0* |
| *l = 6* | *0* | *0* | *580.157.000* | *224.888.000* | *310.350.000* |
| *l = 7* | *0* | *0* | *0* | *0* | *0* |
| *l = 8* | *0* | *0* | *0* | *0* | *0* |
| *l = 9* | *0* | *0* | *0* | *0* | *0* |
| *l = 10* | *306.713.833* | *445.526.339* | *569.971.880* | *288.009.767* | *583.840.487* |

*Tabla 3 Plan de inversiones del nivel de tensión 3, pesos de diciembre de 2017*

| ***Categoría de activos l*** | ***INVAj,3,l,1*** | ***INVAj,3,l,2*** | ***INVAj,3,l,3*** | ***INVAj,3,l,4*** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| *l = 1* | *0* | *0* | *0* | *5.776.980.000* |
| *l = 2* | *0* | *0* | *0* | *0* |
| *l = 3* | *2.452.576.868* | *1.434.960.340* | *1.761.299.000* | *939.507.944* |
| *l = 4* | *666.606.000* | *988.632.000* | *207.102.000* | *211.386.000* |
| *l = 5* | *235.827.000* | *131.781.000* | *136.923.000* | *210.481.000* |
| *l = 6* | *41.345.000* | *0* | *23.478.561* | *373.828.527* |
| *l = 7* | *3.966.696.225* | *4.778.684.927* | *18.766.324.465* | *8.213.988.707* |
| *l = 8* | *734.230.360* | *1.300.817.512* | *737.343.788* | *0* |
| *l = 9* | *1.668.161.000* | *970.553.000* | *388.954.000* | *484.243.000* |
| *l = 10* | *0* | *3.930.737.167* | *263.154.417* | *322.013.917* |

| **Categoría de activos *l*** | ***INVAj,3,l,5*** | ***INVAj,3,l,6*** | ***INVAj,3,l,7*** | ***INVAj,3,l,8*** | ***INVAj,3,l,9*** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *l = 1* | *0* | *0* | *0* | *0* | *1.857.250.000* |
| *l = 2* | *0* | *0* | *0* | *0* | *0* |
| *l = 3* | *924.408.096* | *546.146.000* | *3.074.429.104* | *865.356.976* | *409.814.000* |
| *l = 4* | *171.441.000* | *292.791.000* | *589.700.000* | *140.001.000* | *117.129.000* |
| *l = 5* | *116.628.000* | *27.060.000* | *192.666.000* | *114.057.000* | *20.295.000* |
| *l = 6* | *301.050.000* | *340.269.000* | *230.894.000* | *0* | *87.758.000* |
| *l = 7* | *4.010.232.769* | *10.461.247.642* | *9.462.519.058* | *0* | *4.997.089.041* |
| *l = 8* | *217.443.750* | *216.178.800* | *106.908.850* | *38.705.950* | *0* |
| *l = 9* | *528.412.000* | *205.570.000* | *442.763.000* | *121.548.000* | *721.035.000* |
| *l = 10* | *306.713.833* | *445.526.339* | *569.971.880* | *288.009.767* | *583.840.487* |

*Tabla 4 Plan de inversiones del nivel de tensión 2, pesos de diciembre de 2017*

| **Categoría de activos *l*** | ***INVAj,2,l,1*** | ***INVAj,2,l,2*** | ***INVAj,2,l,3*** | ***INVAj,2,l,4*** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| *l = 1* | *442.862.750* | *1.842.440.500* | *456.964.500* | *260.526.000* |
| *l = 2* | *0* | *0* | *0* | *0* |
| *l = 3* | *651.867.000* | *0* | *1.644.199.000* | *2.231.297.000* |
| *l = 4* | *1.136.772.000* | *528.891.000* | *555.903.000* | *634.813.000* |
| *l = 5* | *317.070.000* | *44.136.000* | *86.976.000* | *106.827.000* |
| *l = 6* | *126.123.000* | *0* | *0* | *0* |
| *l = 7* | *356.110.000* | *3.260.591.182* | *1.224.863.500* | *8.844.719.800* |
| *l = 8* | *0* | *0* | *0* | *0* |
| *l = 9* | *6.353.577.000* | *6.165.611.000* | *1.939.371.000* | *1.791.896.000* |
| *l = 10* | *0* | *3.930.737.167* | *263.154.417* | *322.013.917* |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Categoría de activos *l*** | ***INVAj,2,l,5*** | ***INVAj,2,l,6*** | ***INVAj,2,l,7*** | ***INVAj,2,l,8*** | ***INVAj,2,l,9*** |
| *l = 1* | *885.725.500* | *0* | *442.862.750* | *0* | *765.419.000* |
| *l = 2* | *0* | *0* | *0* | *0* | *0* |
| *l = 3* | *1.768.794.848* | *2.052.666.000* | *1.243.623.348* | *536.123.000* | *1.410.009.000* |
| *l = 4* | *753.258.000* | *655.687.000* | *598.427.000* | *752.155.000* | *796.725.000* |
| *l = 5* | *313.341.000* | *173.520.000* | *320.722.000* | *270.344.000* | *271.638.000* |
| *l = 6* | *40.513.000* | *85.610.000* | *0* | *40.513.000* | *166.636.000* |
| *l = 7* | *9.468.171.530* | *6.227.230.590* | *4.510.304.710* | *4.703.296.350* | *10.312.954.880* |
| *l = 8* | *785.451.630* | *34.648.200* | *53.897.200* | *150.974.491* | *894.563.630* |
| *l = 9* | *2.754.292.000* | *184.254.000* | *85.822.000* | *716.621.000* | *1.982.191.000* |
| *l = 10* | *306.713.833* | *445.526.339* | *569.971.880* | *288.009.767* | *583.840.487* |

*Tabla 5 Plan de inversiones del nivel de tensión 1, pesos de diciembre de 2017*

| ***Categoría de activos l*** | ***INVAj,1,l,1*** | ***INVAj,1,l,2*** | ***INVAj,1,l,3*** | ***INVAj,1,l,4*** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| *l = 11* | *292.915.000* | *7.439.803.000* | *7.423.348.000* | *7.448.144.000* |
| *l = 12* | *7.579.273.328* | *7.557.951.261* | *9.949.360.025* | *8.507.177.827* |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ***Categoría de activos l*** | ***INVAj,1,l,5*** | ***INVAj,1,l,6*** | ***INVAj,1,l,7*** | ***INVAj,1,l,8*** | ***INVAj,1,l,9*** |
| *l = 11* | *6.532.880.000* | *6.653.203.000* | *5.966.334.000* | *5.455.064.000* | *5.389.382.000* |
| *l = 12* | *10.073.807.088* | *11.566.268.088* | *10.335.941.201* | *9.400.424.861* | *8.941.813.387* |

1. La presente Resolución deberá notificarse a COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. y publicarse en el *Diario Oficial*. Contra lo dispuesto en este acto no procede recurso alguno, toda vez que se entienden agotados todos los recursos que por ley son obligatorios.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Bogotá D.C., a los 5 días del mes de septiembre de 2024.

|  |  |
| --- | --- |
| **OMAR ANDRÉS CAMACHO MORALES**  Ministro de Minas y Energía  Presidente | **ANTONIO JÍMENEZ RIVERA**  Director Ejecutivo |