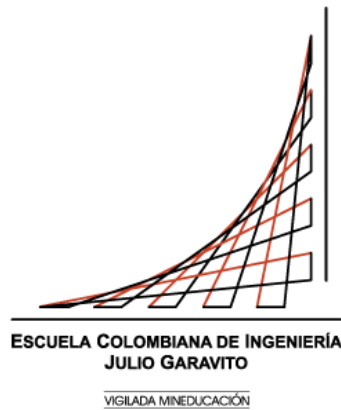


**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS PRÁCTICAS PARA EL
MANTENIMIENTO DE BENEFICIOS IDENTIFICADAS EN LA OPERACIÓN
INTEGRADA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
COLOMBIANO VERSUS LAS BUENAS PRÁCTICAS SUGERIDAS EN LA
LITERATURA**

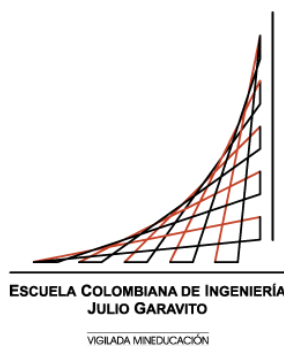


AUTORES

**Ing. Juan Pablo Cortés Murcia
Adm. Paula Alejandra Jiménez Pedreros.
Ing. Clara Cecilia Nensthiel Zorro.**

**Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Desarrollo y Gerencia Integral de Proyectos
Unidad de Proyectos
Bogotá D.C
2020**

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS PRÁCTICAS PARA EL
MANTENIMIENTO DE BENEFICIOS IDENTIFICADAS EN LA OPERACIÓN
INTEGRADA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
COLOMBIANO VERSUS LAS BUENAS PRÁCTICAS SUGERIDAS EN LA
LITERATURA**



AUTORES

Ing. Juan Pablo Cortés Murcia
Adm. Paula Alejandra Jiménez Pedreros.
Ing. Clara Cecilia Nensthiel Zorro.

Trabajo de grado

Director

Martha Edith Rolón Ramírez
Ingeniero de Sistemas
Esp., PMP®

Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Desarrollo y Gerencia Integral de Proyectos
Unidad de Proyectos
Bogotá D.C
2020

© Todos los contenidos en este documento (incluyendo, pero no limitado a, texto, logotipos, contenido, imágenes, gráficas y fotografías, entre otros) están protegidos por las leyes de Derechos de Autor y Propiedad Intelectual nacionales.

En relación con todo lo contenido en el documento, se prohíbe la reproducción, uso, copia, impresión, distribución, publicación, traducción, adaptación, reordenación y cualquier otro uso o modificación total o parcial de los datos y obras contenidos en este documento, por cualquier medio y, de cualquier forma.

El material podrá ser utilizado sólo para uso personal o educativo, no lucrativo ni comercial; se debe incluir la leyenda de copyrights, marcas registradas o derechos reservados, haciendo alusión la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito., es decir “Copyright © 2020 Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito. Todos los derechos reservados”

Publicado en 2020 por la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito (Ak 45 No. 205-59, Bogotá, Colombia)

NOTA DE ACEPTACIÓN:

Ingeniera Martha Edith Rolón Ramírez

Bogotá D.C., 21 de febrero de 2020

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos en primera medida a Dios, por las bendiciones que nos da cada día y por la oportunidad de seguir creciendo profesionalmente. A nuestras familias, por el apoyo recibido y creer en nuestras capacidades.

A los ingenieros Carlos Vanegas, Gustavo Gómez, John Rey, Mauricio Mañosca, Alberto Olarte y Marco Caro, por sus contribuciones y disposición de tiempo para hacer posible el desarrollo y culminación del trabajo. A María Zidlia Zorro Ramos, por su dedicación y apoyo en la transcripción de las entrevistas.

Y, no menos importante, a la Ing. Martha Edith Rolón Ramírez, por su ejemplo, orientación y dedicación de tiempo, dado que, sin ellos, no hubiéramos podido tener la orientación necesaria para desarrollar este trabajo.

“Vision without action is a dream, action without vision is simply passing the time.

Action with vision is making a positive difference”.

Joel Barker

Resumen.

Este documento muestra un análisis comparativo sobre las prácticas que la operación integrada del SIN aplica en la actualidad para el mantenimiento de los beneficios, respecto a las buenas prácticas descritas en la literatura, con el fin de contribuir al cumplimiento del objetivo del sector eléctrico colombiano descrito en la ley 143 de 1994 como: entregar un servicio de energía en forma confiable, segura y al menor costo. El desarrollo de este trabajo se hace por medio de una investigación cualitativa con un enfoque descriptivo y una lógica deductiva, trabajando una muestra de casos de estudio profundos que llevan a entender el contexto y determinar las prácticas para el mantenimiento de beneficios en la actual operación integrada del SIN. Posteriormente, para obtener el referente teórico, se realizó una revisión de literatura sobre la gestión de mantenimiento de beneficios consultando las diferentes organizaciones internacionales para la gerencia de proyectos y trabajos de investigación relacionados al tema, lo cual permitió, establecer la lista de buenas prácticas para el mantenimiento de beneficios; insumo que sirvió para realizar la comparación con la operación integrada del SIN y así realizar el análisis. Finalmente, se establece que, aunque en la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) sí se implementa la gestión de mantenimiento de beneficios, también se identifican oportunidades de mejora y la ausencia de algunas prácticas que se recomiendan en la literatura. A partir de lo anterior, se establecieron una serie de recomendaciones orientadas a mejorar e implementar las prácticas propuestas en el referente teórico que no se identificaron como totalmente implementadas en la operación integrada SIN.

Tabla de contenido

Tabla de Ilustraciones.....	xi
Listado de Tablas.....	xvi
GLOSARIO.....	xvi
ABREVIATURAS	xx
INTRODUCCIÓN.....	1
1. PERFIL DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.1 Contexto de la Investigación.....	4
1.2 Justificación.....	12
1.2.1 Problema	12
1.2.2 Descripción de la Necesidad.....	14
1.2.3 Descripción de la Oportunidad.....	16
1.2.4 Pregunta de Investigación.....	16
1.3 Propósito.....	17
Nota: Tabla creada por los autores para el desarrollo de la investigación.....	18
1.4 Objetivos.....	18
1.4.1 Objetivo General.....	18

1.4.2	Objetivos Específicos.....	18
2.	MARCO CONCEPTUAL.....	19
2.1	Mantenimiento de Beneficios.....	19
2.1.1	Estándares Internacionales.....	19
2.1.2	Estado del Arte.....	26
2.2	Sector Eléctrico Colombiano.....	35
2.2.1	El Sector en Cifras.....	36
2.2.2	Historia del Sector.....	38
2.2.3	Esquema Institucional.....	40
2.2.4	Entrada de Nuevos Proyectos en el SIN.....	43
2.2.5	El Mercado de Energía.....	46
2.2.6	Riesgos en el Sector Eléctrico.....	49
2.2.7	El futuro del Mercado de Energía.....	51
3.	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	52
3.1	Tipo de Investigación.....	53
3.1.1	Investigación cualitativa.....	56
3.2	Técnicas e Instrumentos de Investigación.....	58
3.2.1	Universo o población.....	61
3.2.2	Muestra.....	62

3.3	Aplicación del Instrumento.....	63
3.3.1	Atlas.Ti.....	66
3.3.1.1	DPs.	67
3.3.1.2	Código/Categorías.	67
3.3.1.3	Familias.	68
3.3.1.4	Redes y Subredes.....	71
3.4	Análisis de Resultados cualitativos.....	76
3.5	Hallazgos.....	82
4.	ANÁLISIS COMPARATIVO FRENTE AL REFERENTE TEÓRICO ...	90
5.	VALIDACIÓN DE LOS EXPERTOS FRENTE AL REPORTE DE	110
6.	RESULTADOS	110
7.	CONCLUSIONES.....	111
8.	RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	113
9.	BIBLIOGRAFÍA.....	117
	ANEXOS.	120
	ANEXO A. Diseño de entrevista Semiestructurada.....	A
	ANEXO B. Transcripción de las entrevistas realizadas.	F
	ANEXO C. Sub redes con citaciones.	QQQQ

ANEXO D. Análisis Semi cuantitativo del conteo de palabras clave, relacionadas con las familias de la red Hermenéutica.JJJJJ

ANEXO E. Reporte Análisis Comparativo De Las Buenas Prácticas Para El Mantenimiento Del Beneficio En La Operación Integrada Del Sistema Interconectado Nacional Colombiano.MMMMM

ANEXO F. Validación y comentarios de los expertos, al análisis comparativo.

DDDDDD

Tabla de Ilustraciones.

Ilustración 1. Procesos de la gestión de realización de beneficios en la gerencia de proyectos. Fuente: propia de los autores	1
Ilustración 2. Actividades de sostenimiento. Fuente: (PMI, 2016b)	8
Ilustración 3. Árbol de problemas. Fuente: propia de los autores.	14
Ilustración 4. Contenido general del APMBOK. Fuente (Londoño, 2011).....	21
Ilustración 5. Resumen de competencias de ICB. Fuente: (IPMA, 2015)	22
Ilustración 6. Dimensiones de competencias del PM CDF. Fuente: (Cartwright & Yinger, 2007).	24
Ilustración 7. Relación entre las salidas y el beneficio de un proyecto en PRINCE2. Fuente: (AXELOS, 2017)	25
Ilustración 8. Sector Eléctrico Colombiano y Sistema Interconectado Nacional. Fuente: Propia de los autores.	36
Ilustración 9. Actores del sector eléctrico colombiano. Fuente (XM, 2018).....	37
Ilustración 10. Línea de tiempo del sector eléctrico colombiano. Fuente: propia de los autores.	39
Ilustración 11. Esquema Institucional del sector eléctrico colombiano. Fuente: (Germán, 2016)	40
Ilustración 12. Estructura organizacional del CNO. Fuente: (CNO, 2020).....	42

Ilustración 13. Estructura organizacional de XM S.A. E.S.P. Fuente: (XM, 2020b).	
.....	43
Ilustración 14. Estructura del mercado de energía. Fuente: (Cuadros & Ortega, 2012)	
.....	49
Ilustración 15. Futuro del mercado de energía Fuente: (Gil & Arbeláez, 2019).....	52
Ilustración 16. Metodología de la Investigación. Fuente: Propia de los autores.	58
Ilustración 17. Estructura general del diseño de la entrevista. Fuente: Propia de los autores.	59
Ilustración 18. Códigos o categorías de la Investigación. Fuente: Propia de los investigadores.....	68
Ilustración 19. Red Principal de la Unidad Hermenéutica. Fuente: Los autores.....	72
Ilustración 20. Sub red de familia Marco Temporal. Fuente: propia de los autores	73
Ilustración 21. Sub red familia medición. Fuente: propia de los autores	73
Ilustración 22. Sub red de familia Beneficios. Fuente: propia de los autores	74
Ilustración 23. Sub red familia Interesados. Fuente: propia de los autores	74
Ilustración 24. Sub red Familia de Comunicaciones. Fuente: propia de los autores	74
Ilustración 25. Subred familia Plan de Gestión de Beneficios. Fuente: propia de los autores	74
Ilustración 26. Sub red familia roles estratégicos. Fuente: propia de los autores	75

Ilustración 27. Sub red familia Mejoramiento Continuo. Fuente: propia de los autores	75
Ilustración 28. Sub red familia Procesos Operativos. Fuente: propia de los autores	75
Ilustración 29. Sub red categoría Gestión del Riesgo. Fuente: propia de los autores	76
Ilustración 30. Análisis semi cuantitativo de las herramientas como justificación de las familias de la unidad Hermenéutica. Fuente: Propia de los autores.	79
Ilustración 31. Histogramas de frecuencias acumuladas en el coeficiente de co- ocurrencias. Fuente: propia de los autores.	83
Ilustración 32. Implementación de buenas prácticas en el sector eléctrico colombiano. Fuente: propia de los autores.	100
Ilustración 33. Porcentaje de implementación de buenas prácticas para el mantenimiento del beneficio en el sector eléctrico colombiano. Fuente: propia de los autores.	102
Ilustración 34. Frecuencia de utilización de los hallazgos como soporte para el análisis. Fuente: propia de los autores.....	103
Ilustración 35. Sugerencia para la realización de la práctica de seguimiento a programa de entrega de Beneficios. Fuente: propia de los autores.....	104
Ilustración 36. Sugerencia para la realización de la práctica de equipos interdisciplinarios. Fuente: propia de los autores.....	104

Ilustración 37. Sugerencia para la realización de la práctica de realizar evaluaciones posteriores al cierre de los proyectos. Fuente: propia de los autores	105
Ilustración 38. Sugerencia para la realización de la práctica de desarrollar casos de negocio para futuros proyectos. Fuente: propia de los autores	105
Ilustración 39. Sugerencia para la realización de la práctica de realizar plan de mantenimiento de Beneficios. Fuente: propia de los autores.....	106
Ilustración 40. Sugerencia para la realización de la práctica de medir y monitorear el progreso de los beneficios. Fuente: propia de los autores.....	106
Ilustración 41. Sugerencia para la realización de la práctica de lecciones aprendidas. Fuente: propia de los autores	107
Ilustración 42. Sugerencia para la realización de la práctica de comparar la estimación original de tiempo de entrega con el tiempo de entrega real del beneficio. Fuente: propia de los autores.....	107
Ilustración 43. Sugerencia para la realización de la práctica de continuidad de los recursos. Fuente: propia de los autores.	108
Ilustración 44. Sugerencia para la realización de la práctica de planificar los cambios operacionales, financieros y de comportamiento necesarios. Fuente: Propia de los autores	108
Ilustración 45. Sugerencia para la realización de la práctica de control de cambios. Fuente: propia de los autores	109

Ilustración 46. Sugerencia para la realización de la práctica de conveniencia del nuevo proyecto u otros factores de cambio. Fuente: propia de los autores.....	109
Ilustración 47. Citación sub red Marco Temporal.....	QQQQ
Ilustración 48. Citación Sub red de Medición.....	RRRR
Ilustración 49. Citación Sub red Beneficios Negativos y emergentes.....	SSSS
Ilustración 50. Citación Sub red Beneficios Intangibles y Directos.....	TTTT
Ilustración 51. Citación Sub red Beneficios Indirectos y Tangibles.	UUUU
Ilustración 52. Citación Sub red Beneficios Planificados.	VVVV
Ilustración 53. Citación Sub red Interesados Responsables.	WWWW
Ilustración 54. Citación Sub red Interesados Beneficiarios.....	XXXX
Ilustración 55. Citación Sub red Comunicaciones Seguimiento.	YYYY
Ilustración 56. Citación Sub red Comunicaciones Evaluación.....	ZZZZ
Ilustración 57. Citación Sub red Comunicaciones Informes.	AAAAA
Ilustración 58. Citación Sub red Plan de Gestión del Beneficio.	BBBBB
Ilustración 59. Citación Sub red Roles Estratégicos Nivel Intermedio.	CCCCC
Ilustración 60. Citación Sub red Roles estratégicos Nivel Inferior.	DDDDD
Ilustración 61. Citación Sub red Roles estratégicos Nivel Superior.	EEEEE
Ilustración 62. Citación Sub Red Mejoramiento continuo Lecciones Aprendidas.	FFFFF

Ilustración 63. Citación Sub Red Mejoramiento Continuo Gestión del Cambio.	HHHHH
Ilustración 64. Citación Sub red Procesos Operativos.	IIII
Ilustración 65. Citación Sub red Gestión del Riesgo.....	IIII
Ilustración 66. Coeficientes de co-ocurrencias.....	NNNNN

Listado de Tablas.

Tabla 1 Alineación estratégica de los objetivos organizacionales y estratégicos del sector	17
Tabla 2 Preguntas y prácticas para el proceso de mantenimiento del beneficio..	31
Tabla 3 Selección de la Muestra.....	63
Tabla 4. Matriz de co-ocurrencias	81
Tabla 5. Matriz de análisis comparativo.....	90
Tabla 6. Escala de clasificación del Nivel de Importancia.....	101
Tabla 7. Porcentaje de Implementación y Nivel de Importancia de las buenas prácticas para el mantenimiento de los beneficios en la Operación Integrada del SIN .	101
Tabla 8. Conteo de palabras clave para el análisis semi cuantitativo.....	JJJJ

GLOSARIO

- **Beneficio:** Los beneficios del proyecto constituyen el valor que se crea para el patrocinador o beneficiario del proyecto como consecuencia de la finalización exitosa de un proyecto (PMI, 2015).
- **Buena Práctica:** “Una buena práctica no es tan sólo una práctica que se define buena en sí misma, sino que es una práctica que se ha demostrado que funciona bien y produce buenos resultados, y, por lo tanto, se recomienda como modelo. Se trata de una experiencia exitosa, que ha sido probada y validada, en un sentido amplio, que se ha repetido y que merece ser compartida con el fin de ser adoptada por el mayor número posible de personas.”(FAO, 2015)
- **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 SIN. Está igualmente encargado de dar las instrucciones a los CRD 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 CNO (Colombia, 2002).
- **Ejecutar beneficios:** Proceso en el cual se pretende minimizar los riesgos que puedan afectar los beneficios futuros y se maximiza la oportunidad de obtener beneficios adicionales. Es clave que el impacto de los beneficios esté presente en el manejo de la Gestión del Riesgo, así como también asegurar que el proyecto y programa permanezcan alineados con los objetivos estratégicos de la organización estableciendo métricas relacionadas con finanzas, cumplimiento, calidad, seguridad y satisfacción de los stakeholders para evaluar el impacto en la entrega de beneficios (PMI, 2019).

- **El Despacho Económico:** XM S.A., en su función de Centro Nacional de Despacho – Operador del Sistema – realiza un despacho centralizado, teniendo en cuenta las ofertas de precio de los generadores, la disponibilidad de generación, las restricciones de red (incluidos los mantenimientos, los cuales son coordinados por XM) y las características técnicas de los generadores, para cubrir la demanda esperada con las condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad establecidas en la reglamentación (Gutiérrez Gómez, 2010).
- **El Despacho Ideal:** Posterior a la operación real del sistema, XM S.A. E.S.P., en su función de Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales realiza un despacho centralizado, teniendo en cuenta las ofertas de precio de los generadores, la disponibilidad comercial de generación, los precios de oferta del país desde el cual se presentó una importación de electricidad, y las características técnicas de los generadores, pero sin considerar las restricciones de red, para cubrir la demanda real y pérdidas del sistema. Este despacho es denominado Despacho Ideal y es obtenido mediante un proceso de optimización con un horizonte de 24 horas (Gutiérrez Gómez, 2010).
- **Gestión:** Llevar adelante una iniciativa o un proyecto (RAE, 2019).
- **Gestión de Realización de Beneficios:** La gestión de realización de beneficios incorpora las actividades de gestión de beneficios a lo largo de la vida de un proyecto. Identificar, ejecutar y mantener (Martins, 2017).
- **Identificación de Beneficios:** Proceso en el cual se determina si los proyectos, programas y carteras pueden producir los resultados de negocio previstos. Es clave utilizar herramientas como documento de registro de beneficios, el mapa de realización

de beneficios y la estructura de desglose de beneficios. Además, es importante realizar un reconocimiento, cuantificación y comprensión del tiempo y vida útil de los beneficios identificados (PMI, 2019).

- **Intangible:** Que no debe o no puede tocarse, medir, evaluar, cuantificar de una manera precisa (RAE, 2019).
- **Mercado Mayorista:** Es el mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en que generadores y comercializadores venden y compran energía y potencia en el sistema interconectado nacional, con sujeción al reglamento de operación (Colombia, 2002).
- **Operación Integrada:** Es la operación óptima que se adelanta por dos o más sistemas independientes. La operación del sistema interconectado se hará procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica y conveniente para el país (Ley Eléctrica - Ley 143 de 1994, 2002^a).
- **Precio de Bolsa:** El cual corresponde al precio de oferta de la Planta flexible con Máximo Precio de Oferta, en la hora respectiva, más un Valor Adicional (ΔI) que corresponde al valor unitario de la diferencia entre el valor de la operación de las plantas térmicas y el valor que resultaría como ingreso de las mismas al Máximo Precio de Oferta (precio marginal de la hora). Con este valor adicional se incluyen en el Precio de Bolsa los costos no cubiertos por concepto de arranque y parada de las plantas termoeléctrica y por concepto de generación ideal en condición inflexible (Gutiérrez Gómez, 2010).
- **Redes de distribución:** Conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, destinados al servicio de los usuarios de un municipio o municipios adyacentes o

asociados mediante cualquiera de las formas previstas en la Constitución Política (Ley Eléctrica - Ley 143 de 1994, 2002^a).

- **Regulación:** Acto de regular. Ajustado a una regla o conforme a ella, que está encuadrado o dirigido legalmente por mandos profesionales (RAE, 2019).
- **Sistema Interconectado Nacional:** Conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, incluyendo las interconexiones internacionales, que transportan la energía desde las plantas de generación a las subestaciones de transformación y finalmente al consumidor final (XM, 2017b).
- **Sistema de Transmisión Nacional:** Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV (XM, 2017b).
- **Sostener o Mantener los beneficios:** Proceso en el que se garantiza que todo lo que produzca el proyecto o programa continúe para crear valor, a través de prácticas como seguimiento a los resultados reales de los beneficios contra los objetivos estratégicos, registro sobre la contribución de los beneficios entregados al éxito del negocio, evaluaciones a los beneficios para verificar los beneficios entregados y por entregar (PMI, 2019).
- **Sostenible:** Que se puede mantener durante largo tiempo sin agotar los recursos o causar grave daño (RAE, 2019).
- **Tangible:** Que se puede percibir de manera precisa, medir, evaluar, cuantificar (RAE, 2019).

ABREVIATURAS

- **ASIC:** Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
- **AIPM:** Australian Institute Project Management
- **APM:** Asset Performance Management
- **APMBOK:** APM Body of knowledge
- **BRM:** Benefits Realizations Management
- **BS:** British Standards
- **CAPT:** Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión
- **CCo:** Coeficiente de Co-ocurrencias
- **CND:** Centro Nacional de Despacho
- **CNO:** Consejo Nacional de Operación
- **CRD:** Centro Regional de Despacho
- **CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas
- **DDV:** Demanda Desconectable Voluntaria
- **DNP:** Departamento Nacional de Planeación.
- **ECITB:** Engineering Construction Industry Training Board
- **FERNC:** Fuentes de Energía Renovables No Convencionales
- **FPO:** Fecha de Puesta en Operación
- **GWh:** Giga Wattio Hora
- **ICB:** IPMA Competence Baseline
- **IEC:** International Electrotechnical Commission
- **IEEE:** Institute of Electrical and Electronic Engineers

- **IJPM:** International Journals Project Management
- **IPMA:** International Project Management Association
- **IPOELP:** Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo
- **IPOEMP:** Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo
- **ISA:** Interconexión Eléctrica S.A
- **ISO:** International Organization for Standardization
- **LAC:** Liquidador y Administrador de Cuentas de Cargo por uso de las redes del SIN
- **MME:** Ministerio de Minas y Energía
- **MEM:** Mercado de Energía Mayorista
- **MW:** Mega Wattio
- **NCSPM:** National Competency Standards for Project Management
- **NI:** Nivel de Importancia
- **NIG:** Nivel de Implementación General
- **NQF:** National Quality Forum
- **NTC:** Normas Técnicas Colombianas
- **OGC:** Open Geospatial Consortium
- **OEF:** Obligaciones de Energía Firme
- **PMBOK:** Project Management Body of Knowledge
- **PM CDF:** Project Manager Competency Development Framework
- **PMI:** Project Management Institute
- **PMJ:** Project Management Journals
- **PRINCE:** Projects In Controlled Environments

- **P2M:** Project and Program Management for Enterprise Innovation
- **SAEB:** Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías
- **SAQA:** South African Qualifications Authority
- **SIN:** Sistema Interconectado Nacional
- **STN:** Sistema de Transmisión Nacional
- **UPME:** Unidad de Planeamiento Minero Energética
- **XM:** Es una empresa ISA, a cargo del CND y ASIC, especializada en la gestión de sistemas de tiempo real
- **ZNI:** Zonas No Interconectadas

INTRODUCCIÓN

En Colombia existe una gran variedad de sectores industriales que en los últimos años han incursionado en la gerencia de proyectos, entendiendo que este campo de estudio y su aplicabilidad; desde la planeación, ejecución, monitoreo, control y cierre de los proyectos; trae inmensas recompensas para las organizaciones cuando estas logran acoger las buenas prácticas orientadas a esa disciplina.

Esta investigación se centra en las buenas prácticas para llevar a cabo el mantenimiento de beneficios, proceso que hace parte de la disciplina de Gestión de Realización de Beneficios descrita como: El conjunto de procesos que se llevan a cabo desde la formulación, ejecución, cierre y posterior a la entrada en operación de los proyectos, que aseguran que los proyectos o programas cumplan con su propósito y creen el valor esperado a la organización. La interacción de los procesos que integran la gestión de realización de beneficios con la gerencia de proyectos se puede observar en la Ilustración 1.



Ilustración 1. Procesos de la gestión de realización de beneficios en la gerencia de proyectos. Fuente: propia de los autores

En particular, este documento está enfocado en las prácticas para el mantenimiento de beneficios identificadas en la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), donde día a día se toman decisiones que buscan garantizar el cumplimiento del objetivo del estado colombiano en relación con la prestación del servicio de electricidad,

es decir, la entrega presente y futura de la energía a los usuarios finales, en forma confiable, segura y económica. Para ello, es necesario que, durante la formulación e inicio de los proyectos, que posteriormente entrarán en la operación integrada del SIN, se identifique su contribución a la obtención de los objetivos del sector.

Estos proyectos pueden ser de generación como la construcción de hidroeléctricas, de transmisión como la construcción del conjunto de líneas de interconexión y de distribución como la instalación de transformadores de energía. Además, las contribuciones de los proyectos de generación se pueden asociar a un aumento de la disponibilidad de recursos para satisfacer la demanda de energía, los proyectos de transmisión aumentan los caminos e interconexiones disponibles para llevar la energía desde las plantas hasta las zonas interconectadas y, por último, los proyectos de distribución que aumentan la capacidad de entrega de energía a los usuarios finales.

Todos los proyectos contribuyen, aunque de diferentes maneras al mismo objetivo: suministrar energía confiable, segura y económica. Además, los proyectos deben cumplir con unos requerimientos técnicos que son validados luego de que el proyecto ha sido ejecutado mediante una prueba. Esta prueba busca validar que los proyectos estén en capacidad de entregar los beneficios por los cuales se realizó, es en este momento cuando empieza la transición de los beneficios, ya que, el ejecutor del proyecto entrega toda la información y herramientas necesarias para que el operador del sistema interconectado nacional (Centro Nacional de Despacho) lo incluya en la operación integrada del SIN. Una vez realizada la transición, el Consejo Nacional de Operación (CNO) la formaliza, declarando el proyecto en operación comercial. A partir de ese momento el mantenimiento

del beneficio estará a cargo de Centro Nacional de Despacho (CND) y el Consejo Nacional de Operación (CNO).

Teniendo en cuenta lo anterior, el documento busca mostrar un análisis comparativo de las prácticas para el mantenimiento del beneficio, que actualmente son implementadas en la operación integrada del sistema interconectado nacional, con respecto a las que se plantean bajo un referente teórico. Para ello, el documento comienza con una contextualización del problema, asociado al aumento del costo de las restricciones, lo que ha elevado la tarifa de energía pagada por los usuarios finales en los últimos años; que luego es complementada con un marco conceptual, el cual busca darle al lector los conocimientos básicos sobre la etapa de mantenimiento de beneficios y el sector eléctrico colombiano, específicamente a lo asociado con la operación. Luego, se muestra el análisis comparativo de las buenas prácticas, con base en la metodología implementada y los hallazgos encontrados, en donde se puede notar que, a pesar de que se implementan algunas prácticas para el mantenimiento de beneficios, no son reconocidas formalmente en el sector eléctrico como asociadas al proceso de gestión de mantenimiento de beneficios. Además, se evidencian oportunidades de mejora en la implementación de ciertas prácticas y la no implementación de otras en la operación integrada del SIN.

Teniendo en cuenta lo anterior, se elaboraron una serie de sugerencias gráficas con estructura de entradas, herramientas y salidas que se consideran necesarias para la implementación de las prácticas que no se identificaron como implementadas y el mejoramiento de aquellas que se encontraron por mejorar, en la operación integrada del SIN, lo anterior con el fin de contribuir al cumplimiento de los beneficios esperados, identificados a partir del objetivo del sector: suministrar la energía en forma confiable,

segura y económica. Después, se detalla la retroalimentación de los expertos del sector relacionada con el reporte detallado que contiene el análisis comparativo y conclusiones de la investigación. Por último, el documento presenta las conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros.

1. PERFIL DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Contexto de la Investigación.

Como punto de partida para esta investigación fue clave conocer los resultados de investigaciones realizadas previamente, relacionados con la gestión de realización de beneficios, marco dentro del cual se describe la etapa o el proceso “Mantenimiento de Beneficios”(PMI, 2016^a), tema central de estudio de este trabajo y que hace parte del alcance del producto de la presente investigación.

La Gestión de Realización de Beneficios entrega a la organización un camino para medir cómo sus proyectos y programas agregan verdadero valor a la empresa (PMI, 2016^a). En otra definición, la gestión de realización de beneficios asegura que los programas, proyectos y carteras se enfoquen en realizar una creación significativa y sostenible de valor de negocio (Figuerola, 2015). De hecho, cuanto más madura es la gestión de realización de beneficios dentro de una organización, esta tiene mayor probabilidad de cerrar sus proyectos a tiempo y dentro del presupuesto, cumpliendo sus objetivos organizacionales e intención comercial (Levin, 2015). Cabe aclarar que la implementación de la gestión de realización de beneficios en una organización requiere el uso de estrategias en la gestión de portafolio, programas y proyectos, ya que, la creación de valor del negocio depende en gran medida de que los programas y proyectos brinden

los beneficios esperados cumpliendo con las metas y objetivos estratégicos de la organización. (Levin, 2015).

Según la guía de Benefits Realization Management (BRM) : A practice guide del Project Management Institute (PMI), la gestión de realización de beneficios está conformada por los siguientes tres procesos fundamentales para llevar a cabo la estrategia (PMI, 2019):

- Identificar los Beneficios
- Ejecutar Beneficios
- Sostener o Mantener los Beneficios

Ahora bien, para llevar a cabo estos tres procesos exitosamente, es necesario que la organización tenga presente los siguientes principios centrales y habilitadores críticos, descritos dentro de la guía de BRM del PMI.

- Principios centrales para la gestión de realización de Beneficios:
 - ✓ Los beneficios netos justifican el uso de los recursos invertidos.
 - ✓ El comienzo del trabajo es impulsado por la identificación de beneficios.
 - ✓ Los beneficios planeados están identificados en documentos autorizados (Caso de negocio, plan de gestión de realización de beneficios, acta de inicio del programa, portafolio o proyecto)
 - ✓ La realización de beneficios es holísticamente planeada y gestionada.
 - ✓ La gobernanza y los recursos adecuados son esenciales para el éxito de la gestión de realización de beneficios.
- Habilitadores críticos para el éxito de la gestión de realización de beneficios:

- ✓ Establecer claramente los roles y responsabilidades a través del ciclo de vida de la gestión de realización de beneficios.
- ✓ Desarrollar una cultura organizacional de acuerdo con la gestión de realización de beneficios.
- ✓ Construir y desarrollar el conjunto de habilidades necesarias para que la organización adopte la gestión de realización de beneficios.
- ✓ Abrazar la flexibilidad, entendiendo que el escenario de los beneficios cambia y estos deben ser adaptados de acuerdo con la necesidad.
- ✓ Fortalecer la gobernanza y la gestión del riesgo.
- ✓ Establecer métricas efectivas para el rastreo de beneficios.

Con la premisa de la definición de gestión de realización de beneficios, los habilitadores y principios que debe adoptar una organización para este fin y teniendo en cuenta la afirmación de Langley CEO de PMI en 2016: “Un proyecto es realmente exitoso solo si entrega los beneficios que visualiza una organización”(PMI, 2016c), el PMI recomienda a las organizaciones prestar su atención en la comprensión y adopción de este tema como medio para asegurar la entrega de lo que es realmente valioso para su negocio y alinear los entregables con su estrategia (PMI, 2016c). Lo anterior, también soportado con las siguientes cifras recopiladas en la investigación Pulse of the Profession® 2016 del PMI: “las organizaciones con un alto nivel de madurez en la realización de beneficios desperdician 67% menos del dinero invertido en proyectos y programas que aquellas con un bajo nivel de madurez. La alta madurez en la realización de beneficios también se traduce en un mejor desempeño de los proyectos y tasas más altas de la entrega de beneficios a la empresa,” (PMI, 2016c). Este estudio también reveló que al 83% de las

organizaciones les falta madurez en la realización de beneficios e identificó que la principal diferencia con el 17% de las organizaciones con un nivel de madurez superior, radica en la adopción de tres prácticas, las cuales son (PMI, 2016c):

“Las organizaciones que invierten en la realización de beneficios identifican un rol importante para los directores de proyecto, en especial durante la ejecución de proyectos”.(PMI, 2016c)

“Las organizaciones que materializan más completamente los beneficios utilizan equipos interdisciplinarios”.(PMI, 2016c)

“Las organizaciones que cumplen satisfactoriamente la estrategia cuentan con las herramientas y procesos correctos para monitorear y medir los beneficios”.(PMI, 2016c)

Para reafirmar la contribución de la gestión de realización de beneficios en las organizaciones, durante los años 2015 y 2016, el PMI realizó cuatro investigaciones fundamentales para valorar la importancia de BRM dentro de las organizaciones, tres de las cuatro investigaciones correspondían a cada una de las etapas de la gestión de realización de beneficios : identificación, ejecución y mantenimiento del beneficio; la cuarta investigación centró su foco en la relación entre la adopción como disciplina de la gestión de realización de beneficios definiendo responsabilidades para el ejercicio de BRM y la consecución de resultados eficaces en las etapas de identificación, ejecución y mantenimiento del beneficio (PMI, 2016b).

La inversión de esfuerzos en la tercer y última etapa de la gestión de realización de beneficios conocida como “Mantenimiento de Beneficios” es considerada crucial, ya que, asegura que lo que sea que se produjo, continúe creando valor después del cierre del

proyecto, integrando los resultados del proyecto dentro de la operación normal del negocio (PMI, 2016b). Para las organizaciones invertir en la disciplina de gestión de realización de beneficios siempre será un inmenso reto, en especial en la etapa de mantenimiento después del cierre del proyecto ya que, deberán asegurar la transición de los entregables y beneficios obtenidos a la operación del negocio. Es en esta etapa donde se debe prestar mayor atención sobre los beneficios para asegurar su sostenibilidad a través del tiempo (PMI, 2016b).

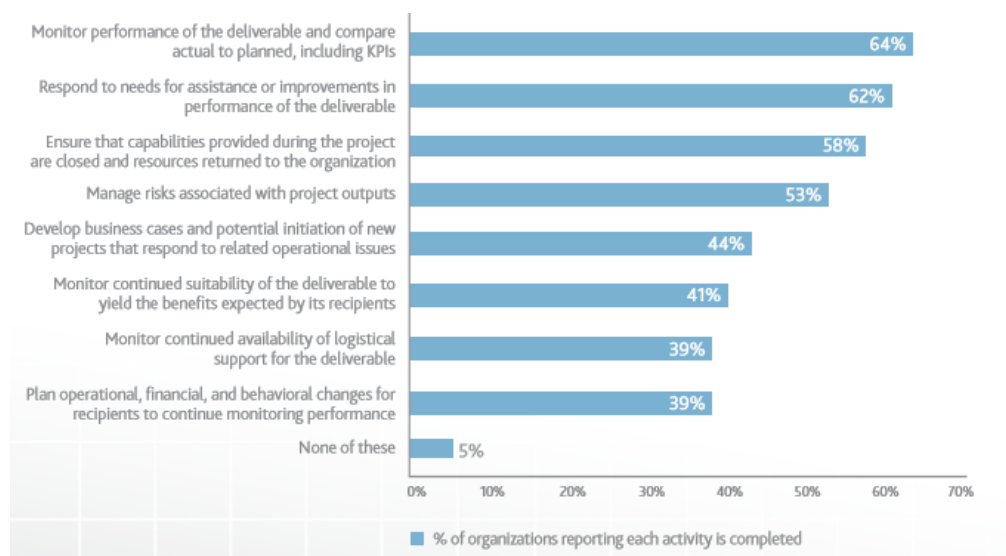


Ilustración 2. Actividades de sostenimiento. Fuente: (PMI, 2016b)

De hecho, según la investigación “Beyond the project sustain benefits to optimize business value” realizada por el PMI en 2016, las organizaciones con alta madurez de BRM reconocen que, aunque los beneficios se realizan en el lado operacional de la organización, la sostenibilidad de los mismos es una responsabilidad compartida que debe incluir al equipo del proyecto (PMI, 2016b). Así mismo, la investigación identifica una estrecha relación entre la alta madurez de la gestión de beneficios de la organización y la realización e implementación efectiva de las actividades de transición y sostenimiento del

beneficio, actividades que facilitan la transferencia de conocimientos y lecciones aprendidas que podría afectar futuros resultados. Por este motivo, un porcentaje significativo de organizaciones están dispuestas a invertir esfuerzos y recursos en esta fase del BRM (PMI, 2016b). Además, a partir de la Ilustración 2 el PMI afirma que es un número significativo de organizaciones las que ya realizan bien y completamente estas actividades (PMI, 2016b).

Adicionalmente, dentro de esta investigación es importante contextualizar al lector sobre la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) la cual consiste en la supervisión, control, coordinación y planeación de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del SIN, cumpliendo el reglamento de operación expedido por la CREG y los acuerdos técnicos aprobados por el CNO, procurando atender la demanda de energía en forma confiable, segura, con calidad y económicamente conveniente para el país (XM, 2016). Para este propósito, inicialmente es importante entender que dentro del sector eléctrico colombiano se llevan a cabo las actividades de generación, transmisión, interconexión, distribución y comercialización de energía. El régimen bajo el cual se realizan estas actividades se encuentra establecido en la ley 143 de 1994, también conocida como la “Ley Eléctrica”. Así mismo, la ley dispone que estas actividades estarán relacionadas con la prestación del servicio de electricidad, fundamento bajo el cual se regirán por los principios de: eficiencia para asegurar la correcta asignación y utilización de recursos que a su vez garantice la prestación del servicio al menor costo; calidad ya que, el servicio debe cumplir con los requerimientos técnicos que se establezcan; continuidad dado que, el servicio debe prestarse sin interrupciones; adaptabilidad incorporando los avances de la ciencia y la tecnología; neutralidad al prestar

el servicio sin discriminación y por último; solidaridad y equidad diseñando un régimen tarifario con factores de distribución establecidos de acuerdo a los sectores de consumo de mayores ingresos y menores ingresos. En adición, como uno de los objetivos principales de la prestación del servicio de energía eléctrica, la ley establece que el Estado deberá asegurar la operación eficiente, confiable y segura en estas actividades del sector (Ley Eléctrica - Ley 143 de 1994, 2002^a).

Ahora bien, la operación integrada del SIN está a cargo del Centro Nacional de Despacho (CND) y como lo dicta la ley 143 de 1994, este será encargado de la planeación, supervisión, análisis, coordinación y control de la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema nacional teniendo como premisa una operación segura, confiable y económica. Así mismo, la ley dispone que el Consejo Nacional de Operación (CNO) tendrá como función principal ser cuerpo asesor, garantizando que la operación integrada del SIN siga la misma premisa con la que opera el CND, por lo tanto, deberá estar conformado por representantes de empresas de generación con mayor capacidad instalada a nivel nacional, representantes de empresas propietarias de la red y por el director del CND; participación que responde al cumplimiento de una de las funciones definidas por la ley: “El CND deberá informar periódicamente al CNO acerca de la operación real y esperada de los recursos del SIN y de los riesgos para atender confiablemente la demanda” (Ley Eléctrica - Ley 143 de 1994, 2002^a). Cabe aclarar que, actualmente la empresa XM S.A. cumple la función de CND como operador del sistema, es decir, que teniendo en cuenta las ofertas de precio de los generadores, la disponibilidad de la generación, las restricciones de la red o limitaciones de la operación y las características técnicas de los generadores, realiza el despacho del servicio para cubrir la

demanda esperada bajo las condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad establecidas por la ley (Gutiérrez Gómez, 2010). El tipo de despacho descrito en el párrafo anterior se le conoce como “Despacho económico”. Sin embargo, posterior a la operación real del sistema el CND también realiza un despacho centralizado, también conocido como “Despacho Ideal” para el cual tiene en cuenta los precios de oferta de los generadores, la disponibilidad comercial de generación y las características técnicas de los generadores, pero a diferencia del “Despacho económico” para este caso no son consideradas las restricciones de la red, ambos despachos se obtienen mediante un proceso de optimización con un horizonte de 24 horas. Normalmente el tener en cuenta las restricciones del sistema hace que el “Despacho Económico” sea superior al “Despacho Ideal”, el valor de diferencia entre ambos tipos de despacho corresponde al costo de las restricciones, costo que se ve valorizado dentro de la tarifa pagada por los usuarios finales (Gutiérrez Gómez, 2010).

Para concluir este capítulo es importante reconocer que esta investigación estuvo limitada por el acceso restringido a la información relacionada con manuales de procesos o procedimientos específicos, así mismo, con documentos formales de la interacción de las áreas y roles encargados dentro de las organizaciones, dado que esta información es considerada sensible y confidencial al manejo público. La información relacionada con los puntos anteriores que fue utilizada para el desarrollo de esta investigación fue extraída de las entrevistas realizadas, los informes sectoriales de carácter público y de la regulación como lo consignado en la Ley 143 de 1994, en donde se pudo comprender a manera general las actividades, procesos, interacciones y responsables que están asociados con el mantenimiento de beneficios.

1.2 Justificación.

1.2.1 Problema

Como se mencionó anteriormente en el contexto de la investigación, el precio pagado por los usuarios finales es influenciado por el costo de las restricciones como se observa en la Ecuación 1. Costo Unitario de la prestación del servicio (Gutiérrez Gómez, 2010):

$$CU_v = G + T + D + C_v + PR + R \quad \text{Ecuación 1.}$$

Donde el costo unitario de prestación de servicio es CU_v , el costo máximo por compra de energía es G , el costo por uso del sistema de transmisión nacional es T , el costo por uso de sistema de distribución es D , los costos de comercialización es C_v ; el costo de compra, transporte, y reducción de pérdidas es PR y, finalmente, las restricciones que es R .

Las restricciones en el sistema se presentan por limitaciones en la operación, por ejemplo, cuando la infraestructura de transporte de energía no crece al mismo ritmo de la demanda de una zona, la operación deberá importar recursos más costosos de generación, lo que llevará a encarecer la operación en general, este tipo de restricciones son conocidas como “restricciones eléctricas”. También, las limitaciones en la operación se pueden presentar por los criterios que se establecieron para garantizar una operación confiable y segura; es decir, el sistema deberá ser capaz de transportar la energía hasta el usuario final, aun cuando se presente alguna falla de un equipo o línea de la red (CREG, 2019), este tipo de restricciones son denominadas “restricciones operativas”.

Para un mejor entendimiento, se puede hacer la analogía con los medios de transporte, en el caso de las restricciones eléctricas corresponde a las vías que se tienen disponibles

para ir del punto A al punto B, en caso de que una de esas vías esté en mantenimiento o cerrada por problemas de orden público, se deberá buscar otra ruta que probablemente no es la más económica. Mientras que, una restricción operativa se asocia a la cantidad de tráfico que transita por determinada vía, haciendo que sea inviable transitar por ella, por lo que es necesario tomar otra vía o medio de transporte que puede encarecer el recorrido. Hay que tener en cuenta que las restricciones operativas se analizan de forma proactiva, es decir, no se espera a que ocurra el trancón para tomar decisiones, sino que, se contemplan escenarios ante indisponibilidades N-1, lo que quiere decir, que el sistema debe seguir operando ante la salida repentina de cualquier línea del SIN.

Según el documento presentado por la CREG en 2019, se ha visto la necesidad urgente de unir los esfuerzos entre varios miembros del sector para tomar medidas a corto, mediano y largo plazo contra el aumento del costo de las restricciones, puesto que en los últimos años este valor se ha multiplicado por 6, pasando de 5 COP/kWh en 2014 a 30 COP/kWh en 2018 y como ya se mencionó anteriormente, este costo es asumido por el usuario final a través de la tarifa que pagan a los comercializadores.

Situación que va en contravía al objetivo descrito en la “Ley eléctrica” que busca que la operación garantice un suministro de energía confiable, seguro y económico, exigencia que para esta investigación se convierte en el beneficio esperado de la operación integrada del sistema interconectado nacional, el cual debe materializarse y mantenerse a lo largo del tiempo. Por esta razón, esta investigación analizará la implementación de las buenas prácticas de mantenimiento de beneficios descritas en la literatura, en la actual operación integrada del SIN, para identificar qué buenas prácticas son implementadas efectivamente en la actualidad, cuáles están por mejorar y qué actividades no se han implementado aún,

para poder sugerir buenas prácticas y/o recomendaciones que ayuden a fortalecer los procesos actuales que tienen efecto sobre los costos de las restricciones (CREG, 2019).

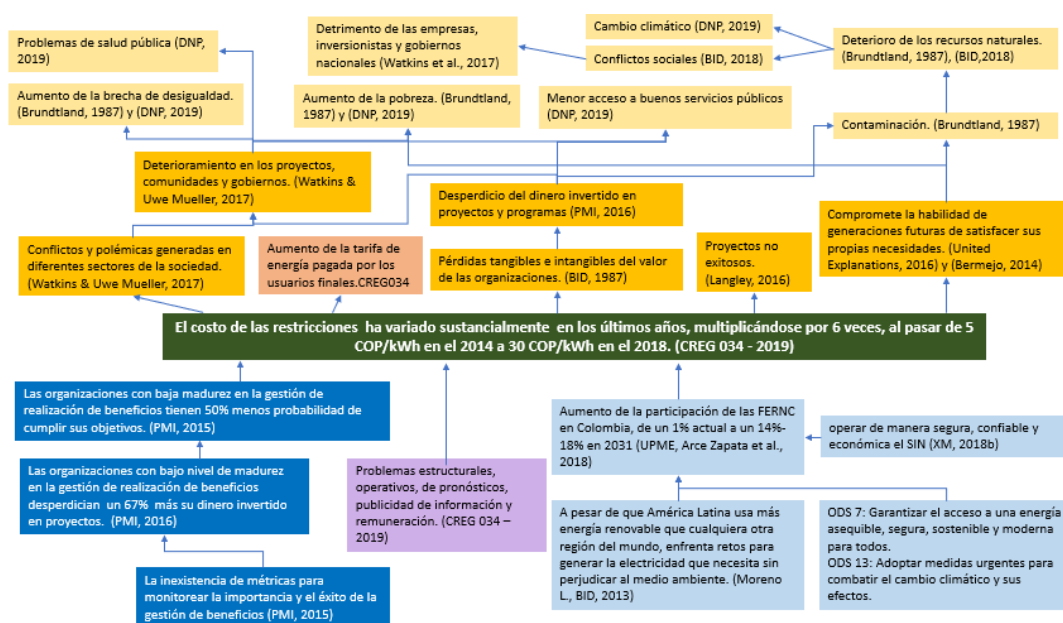


Ilustración 3. Árbol de problemas. Fuente: propia de los autores.

1.2.2 Descripción de la Necesidad

Según una investigación realizada en 2018 la cobertura territorial en Colombia de energía eléctrica era del 97% de los usuarios. La producción de energía se entrega solo con la mitad del territorio geográfico interconectado (48% del territorio nacional), debido a la accidentada geografía y el acceso limitado a ciertas zonas rurales. Sin embargo, la meta que ha trazado el gobierno nacional busca aumentar las zonas interconectadas y fomentar la producción de energía asequible y sostenible asegurando así una cobertura del 100% de los usuarios para 2030 (Herrera A, 2018). Esta importante meta hace parte de la llamada “Agenda 2030” con la que el Gobierno Nacional busca fortalecer la capacidad institucional nacional y local para dar cumplimiento a los ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible) reafirmando su compromiso a nivel global (PNUD Colombia, 2017) . Por tal

motivo y como mecanismo de articulación de la “Agenda 2030” en el PND (Plan Nacional de desarrollo) 2018-2022 se consignaron las metas, retos, objetivos y estrategias de la ruta al 2030 (Departamento Nacional de Planeación DNP, 2019). En particular para el sector eléctrico colombiano el reto en general es cerrar las brechas existentes y lograr la meta trazada por el ODS 7 “Energía asequible y no contaminante”, iniciativa para la cual en el PND se plantean algunos objetivos como:

“Mejorar precios, tener una mayor cantidad de empresas prestadoras de los servicios de energía y gas y usar nuevas tecnologías para mejorar el acceso” (Departamento Nacional de Planeación DNP, 2019)

“Mejorar la calidad y eficiencia de la prestación de los servicios públicos e implementar nuevas tecnologías en zonas rural y urbana”(Departamento Nacional de Planeación DNP, 2019).

Es en este punto en donde la gestión de mantenimiento de beneficios toma un papel significativo, entendiéndolo como el camino para monitorear y medir en qué proporción los proyectos y programas del sector eléctrico colombiano agregan valor verdadero a las metas de la nación y a la sociedad en general. En otras palabras, la gestión de mantenimiento de beneficios asegura que los programas y proyectos se enfoquen en realizar una creación significativa y sostenible del beneficio, durante toda su operación, realizando un continuo monitoreo y dando respuesta a cualquier problema que pueda interferir en la realización del beneficio (PMI, 2016b), lo cual agrega valor verdadero a las metas de la nación y a la sociedad en general.

1.2.3 Descripción de la Oportunidad.

La implementación de procesos eficaces de gestión de realización de beneficios es una oportunidad para que las organizaciones logren asegurar que el trabajo durante la ejecución del proyecto y después del cierre del mismo genere valor e impulse los objetivos estratégicos (PMI, 2015).

Dado que la operación integrada del sector eléctrico debe procurar asegurar el suministro de energía confiable, segura y económica, es necesario que, desde la planeación de los proyectos, durante su ejecución y posterior a su cierre, aseguren las tareas de transición y sostenimiento del beneficio, con el fin de dar cumplimiento al objetivo principal del sector (Ley Eléctrica - Ley 143 de 1994, 2002^a). Por lo anterior, el desarrollo de un análisis comparativo desde la formulación de la gestión del beneficio dada por el PMI, permite entregar un reporte detallado de las prácticas que cumplen con el mantenimiento del beneficio y recomendaciones de las buenas prácticas que pueden ajustar dentro de las actividades actuales para consolidar o mejorar los procesos dentro de la operación integrada del SIN y así aportar al mejoramiento de la misma, para que el sector pueda tenerlas en cuenta para futuras regulaciones, mejorando el proceso de mantenimiento del beneficio.

1.2.4 Pregunta de Investigación.

¿La operación integrada del SIN actualmente implementa las buenas prácticas, sugeridas en la teoría, para la gestión de mantenimiento de beneficios?

1.3 Propósito.

El propósito del trabajo de grado es contribuir a la operación integrada de SIN por medio de las buenas prácticas para la gestión del mantenimiento del beneficio y así, asegurar que puedan seguir entregando energía en forma confiable, segura y económica, usando las herramientas y conceptos vistos en la Maestría de Desarrollo y Gerencia Integral de Proyectos.

Tabla 1

Alineación estratégica de los objetivos organizacionales y estratégicos del sector.

Objetivos Organizacionales	Objetivos Estratégicos	Contribución del Proyecto
Llamado universal para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y garantizar que todas las personas gocen de paz y prosperidad para 2030 (PNUD, 2020) .	Cumplir el ODS 7, Energía asequible y no contaminante.	Analizar las prácticas actuales con el fin de identificar brechas que aporten a una mejora en la operación integrada del SIN garantizando la entrega de energía en forma confiable, segura y a menor costo.
Formular y adoptar oportunamente políticas, planes, programas, proyectos, regulaciones y reglamentaciones para el sector minero y energético, de acuerdo con las directrices del Gobierno Nacional (Ministerio de Minas y Energía, 2020).	Cumplir la Ley Eléctrica, 143 de 1994: Garantizar la entrega de energía en forma confiable, segura y a menor costo para los colombianos.	Aportar mediante la recomendación de buenas prácticas del mantenimiento de beneficios, para que los proyectos entreguen el valor esperado en el momento de su formulación y esto contribuya con la reducción de restricciones que encarecen el costo de la energía y dificultan un suministro seguro y confiable de la misma.
La Escuela tiene como misión la formación de la persona, fundamentada en una alta preparación científica y tecnológica, armonizada con un profundo	Contextualizar la actividad académica en las necesidades del entorno y en los propósitos y oportunidades nacionales de desarrollo.	Desarrollar un trabajo de grado identificando las necesidades del entorno nacional y que el producto de la investigación brinde una

sentido de solidaridad social y un compromiso ético por parte de todos los miembros de la comunidad académica (ECI, 2020b).		alternativa para solucionar el problema.
El tratamiento secuencial, coherente e integral de temas fundamentales en el desarrollo de proyectos y de gerencia de proyectos, aplicada a cada etapa y a la globalidad del proyecto (ECI, 2020 ^a).	Contribuir de manera significativa a la investigación y profundización dentro de la formación de profesionales en las áreas de desarrollo y gerencia de proyectos.	Desarrollar una investigación que brinde una alternativa para solucionar el problema aplicando los conocimientos adquiridos en la Maestría en Desarrollo y Gerencia Integral de Proyectos.

Nota: Tabla creada por los autores para el desarrollo de la investigación.

1.4 Objetivos.

1.4.1 Objetivo General.

Realizar un análisis comparativo de las prácticas para el mantenimiento de beneficios identificadas en la operación integrada del SIN versus las buenas prácticas sugeridas en la literatura.

1.4.2 Objetivos Específicos.

1. Identificar el contexto de la gestión de mantenimiento de beneficios realizada en la operación integrada del SIN a partir de la aplicación de instrumentos de recolección de información.
2. Identificar las buenas prácticas para la gestión de mantenimiento de los beneficios a partir de la revisión de la literatura.
3. Analizar comparativamente el contexto de la operación integrada del SIN con las buenas prácticas para el mantenimiento de beneficios identificadas en la literatura.
4. Realizar un reporte del análisis comparativo y validarlo con los expertos del sector.

2. MARCO CONCEPTUAL

En este capítulo se presenta el marco conceptual que se usó como referencia y base del análisis comparativo desarrollado en el trabajo de grado. Este se encuentra dividido en dos secciones principales: mantenimiento de beneficios y el sector eléctrico colombiano. Su propósito es brindarle al lector las herramientas para entender el entorno en el cual se desarrolla el análisis comparativo y conocer la realidad actual de la gestión del mantenimiento de beneficios y del sector eléctrico colombiano.

2.1 Mantenimiento de Beneficios.

2.1.1 Estándares Internacionales.

En el marco de proyectos muchas instituciones han trabajado en el diseño y construcción de estándares que pueden ser aplicados a la gestión de proyectos y aunque no todos hacen referencia de manera explícita a la gestión de beneficios, se tuvieron en cuenta en el desarrollo de la investigación, en razón a que dentro del contenido de cada uno de ellos se puede relacionar este tema y puede ser fundamental para la investigación. Por tal motivo, a continuación, se presenta una síntesis general del contenido de cada uno de los estándares, identificando su relación con la gestión del beneficio.

- **PMBOK:** Este estándar pertenece al PMI de Estados Unidos, quien no solo relaciona los beneficios en sus diferentes categorías, sino que también ha construido una guía dedicada a la gestión del beneficio (PMI, 2019). El PMBOK describe el momento y el modo en que se deben dar y entregar los beneficios, así como, los mecanismos para medirlos (Project Management Institute, 2013). Este estándar trabaja el desarrollo y mantenimiento del plan de gestión de beneficios

dentro del proyecto como una actividad iterativa en todas sus fases. La guía de gestión de realización de beneficios (PMI, 2019) es fuente fundamental de información para establecer los objetivos y definir cómo estos contribuirán a las metas del negocio y a los beneficios identificados. Igualmente, relaciona la obtención del beneficio a futuro, fuera del cierre del proyecto, y cómo se deben realizar estimaciones para alcanzarlo.

- **APMBOK:** Es una metodología que pertenece a APM, en el Reino Unido, la cual contiene una estructura extendida desde lo estratégico, hasta la entrega de beneficios duraderos para proyectos (Liderdeproyectos.com, 2019). La metodología contiene 12 sesiones y 80 temas relacionados en la Ilustración 4, que cubren ciclos de vida iterativos y lineales donde se trabajan competencias como el liderazgo, orientados a salud y bienestar de las partes interesadas, para un cambio exitoso. Sin embargo, dentro de sus 7 títulos principales y sus 42 componentes, no se incluye a detalle el mantenimiento de los beneficios como una gestión que debe hacerse en el proyecto y, por el contrario, enfoca el estándar como una amplia disciplina enfocada al contexto tecnológico, comercial, organizacional y cultural. (Londoño, 2011).

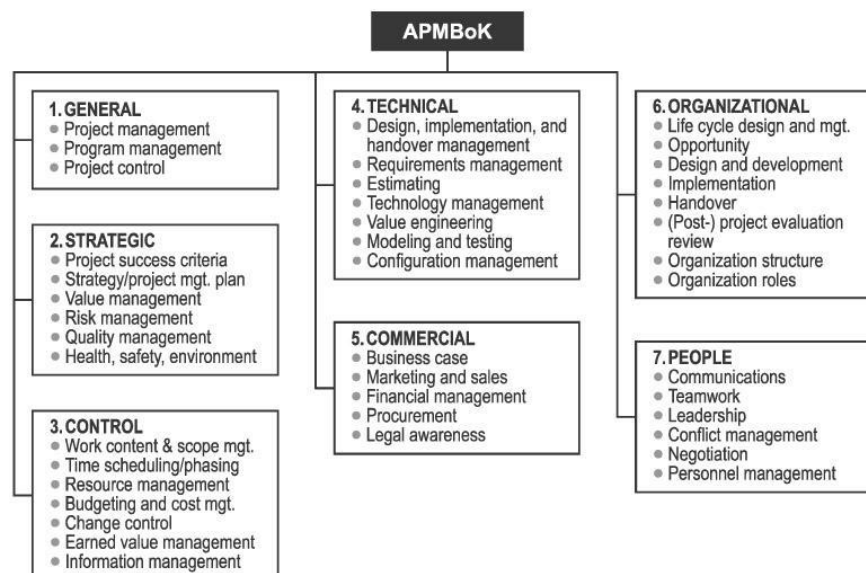


Ilustración 4. Contenido general del APMBOK. Fuente (Londoño, 2011)

- **BS 6079:** Este estándar, perteneciente al Reino Unido, tiene 11 áreas de conocimiento y 50 actividades de apoyo (Zabaleta, Igartua, & Errasti, 2012). En él existe una sección enfocada a los aspectos de la gestión del beneficio, mas no lo enmarca como los pasos necesarios para gestionarlo (Cavalieri, 2001). Menciona el beneficio como algo que no se limita a grandes proyectos y que las prácticas pueden ser aplicadas a cualquier proyecto determinando, en primera instancia, si existe un equilibrio entre el costo y el beneficio del proyecto que implique tomar el riesgo de ejecutarlo (Cavalieri, 2001). Igualmente, relaciona el grupo de personas que pueden dar beneficio en la toma de decisiones y cómo estos beneficios se pueden traducir en cuantificables, reales, tangibles y subjetivos dentro de una identificación de beneficios, que deben ser medibles dentro del avance del proyecto (Cavalieri, 2001).
- **ISO 21500:** Es una guía internacional desarrollada en Suiza que ayuda a implementar la dirección y gestión de proyectos en las organizaciones, con el fin de ejecutar los proyectos de manera exitosa cumpliendo el tiempo y costo previsto.

El enfoque de este estándar se orienta más al riesgo y la calidad de la organización, pues han surgido diferentes actualizaciones o versiones de la norma asociados a estos (Sinnaps, 2020). La norma tiene 5 grupos de procesos, 10 grupos de materias y 39 procesos, donde relaciona el beneficio como una consecuencia del valor generado por el proyecto, encontrado en las operaciones (López, 2015), pero no se habla de manera concreta del mantenimiento del beneficio, ni de la planificación y gestión necesaria para poder obtener el beneficio a corto, mediano o largo plazo.

- **ICB:** Este estándar es creado por el IPMA de Suiza, que trabaja las competencias para gerentes de proyectos, programas y carteras. Trabaja tres campos globales de competencias: Gente o personal, la práctica y la perspectiva (contexto de donde debe ejecutarse) (IPMA, 2015). ICB no menciona procesos, métodos o metodologías específicas, pero puede ser un modelo aplicable a cualquier estructura organizacional para el mejoramiento de las competencias necesarias para generar beneficios. Por lo tanto, no enfoca su contenido al mantenimiento del beneficio, pero sí a las competencias que se requieren para poder obtener el beneficio.

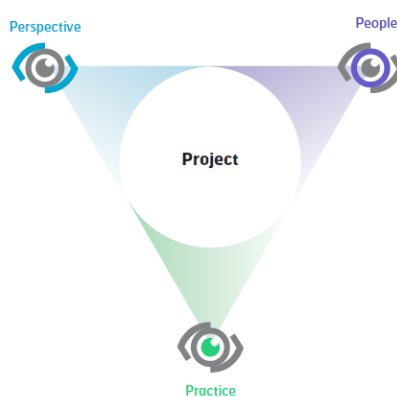


Ilustración 5. Resumen de competencias de ICB. Fuente: (IPMA, 2015)

- **P2M:** Es un estándar Japonés que determina 11 áreas de conocimiento y 33 prácticas, (Zabaleta et al., 2012). Habla del beneficio como la relación existente entre un equilibrio dado por la satisfacción del *stakeholder* y los costos generados por el proyecto, lo cual establece que el beneficio debe cumplirse en su totalidad antes del cierre del proyecto, dado por el cumplimiento de su objetivo central (PMCC, 2005). Cumpliendo así, la totalidad de los requisitos del proyecto y los beneficios orientados a los aspectos sociales, de seguridad pública y corporativos (PMCC, 2005). A diferencia del PMI, IPMA y PRINCE2, este no tiene certificación de la ISO que acredite la calidad de sus procesos (Cardoza, Guerrero, & de los Ríos, 2011).
- **NCSPM:** Es un estándar creado por AIPM de Australia, que se enfoca en la organización y en las personas, mas no, en los proyectos (Zabaleta et al., 2012). Es trabajado como una adaptación de las normas establecidas en el PMBOK, con una estructura de competencias, donde se definen los comportamientos esperados por parte de los gerentes de proyecto y los criterios de desempeño. Pero, a diferencia del estándar del PMI, en el que la definición de competencias obedece a un marco general, el estándar australiano agrupa las competencias en niveles asociados a certificaciones (Ariza, 2011).
- **PM CDF:** Esta es una norma y marco de práctica desarrollado por el PMI en Estados Unidos. Se orienta a las competencias que debe desarrollar un gerente de proyectos para obtener o favorecer el rendimiento del proyecto, trabajando tres dimensiones centrales de competencias: Personal, desempeño y conocimiento

técnico (Cartwright & Yinger, 2007). Por lo tanto, el tema de beneficio no se enmarca de manera significativa en este estándar.

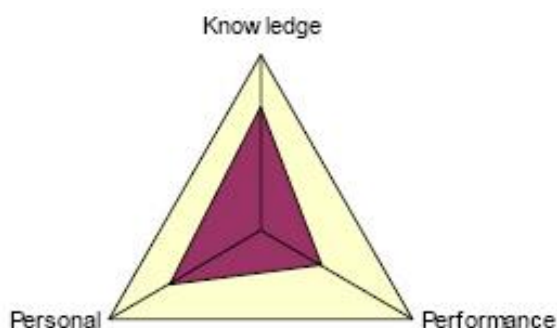


Ilustración 6. Dimensiones de competencias del PM CDF. Fuente: (Cartwright & Yinger, 2007).

- **SAQA:** Es un estándar de Sudáfrica, trabajado por la empresa SAQA, quién es la autoridad para las cualificaciones NQF (South & Qualifications, 2017). Este explica los fundamentos de la gestión de proyectos y los diferentes niveles de certificación, siendo un requisito en el país para poder trabajar en el área de proyectos o la base para los aprendices que deseen crear negocio en Sudáfrica (SAQA, 2020). A pesar de que trabaja las bases para la gerencia de proyectos, no profundiza ni contempla el mantenimiento de beneficios dentro de la política y criterios del estándar.
- **ECITB:** Es una certificación del Reino Unido enfocada al sector industrial en ingeniería, que busca mejorar el enfoque, las operaciones y el gobierno de esta. Se otorga en el sector de diseño y construcción, para gestionar y ejecutar de manera efectiva los proyectos. Al enmarcar un rol laboral específico, su certificación se enfoca hacia el sector y procesos o actividades particulares del mismo, lo que hace que no se oriente con el tema de beneficios ni su gestión (ECITB, 2015).

- PRINCE2:** Es un estándar realizado por OGC en el Reino Unido, enfocado en roles y responsabilidades de manera detallada, pero sin trabajar en competencias interpersonales (Fernández-Parra, Garrido-Saroz, Ramírez-Martínez, & Perdomo-Bello, 2016). Contiene un plan de revisión de beneficios y la calidad orientada a las lecciones aprendidas, el producto y la gestión de la configuración. Justifica el momento de la consecución de los beneficios esperados, referenciándose a ellos como las mejoras medibles producidas por los proyectos que se realizan. PRINCE2 dedica un capítulo completo a asegurar y confirmar que los beneficios se realicen (AXELOS, 2017), pero no para el mantenimiento del beneficio.

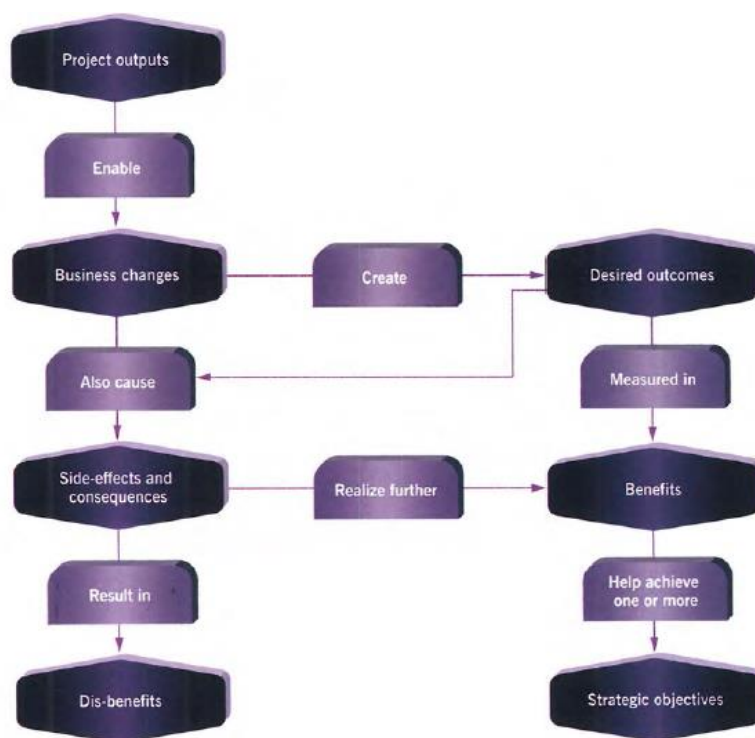


Ilustración 7. Relación entre las salidas y el beneficio de un proyecto en PRINCE2. Fuente: (AXELOS, 2017)

2.1.2 Estado del Arte.

Además de los estándares internacionales mencionados anteriormente, se realizó una revisión de literatura relacionada con la Gestión de Realización de Beneficios, en donde se encontraron diferentes investigaciones y frameworks, de los cuales destacamos los más relevantes a continuación.

En primer lugar, tenemos el framework realizado por Ofer Zwikael y John R. Smyrk, llamado “Project Management, A Benefit Realisation Approach” (Zwikael & Smyrk, 2019) en donde se busca dar un enfoque a la realización del beneficio, en la gestión de proyectos. Pues como ellos mencionan, es a través de los proyectos que las organizaciones traen consigo los cambios que les permite alcanzar sus objetivos estratégicos, pero las prácticas comúnmente aceptadas se refieren principalmente a una entrega eficiente de los productos (cumpliendo la triple restricción: alcance, tiempo y costo) y no con la realización de los resultados beneficiosos.

En este framework se menciona que todos los proyectos están diseñados para dar dos tipos distintos de resultados: una colección de productos comprometidos, denominados *outputs*, y un conjunto de resultados objetivo, denominados *outcomes*. Mientras que un *output* es un efecto físico tangible, un *outcome* es siempre un efecto intangible pero medible. Independientemente del desencadenante, cada proyecto es emprendido por una organización para generar beneficios específicos, los asociados a “*outcomes* objetivo” (Zwikael & Smyrk, 2019). Además, un estudio realizado por Zwikael y Smyrk, mostró que la realización de los *outcomes* objetivos son el factor más importante entre 16 factores de gestión de proyectos para los inversionistas, estando por encima de factores como la

producción de entregables, el desarrollo de un caso de negocio, el cumplimiento de un plan del proyecto, entre otros.

Adicionalmente, también se menciona que los *outcomes* pueden ser deseables o indeseables, pudiéndose categorizar de la siguiente manera:

Outcomes deseados:

- *Outcome* objetivo: un resultado deseable con el que el inversionista busca una ganancia objetivo, al invertir en el proyecto.
- *Outcome* fortuito: un resultado deseable con el que el inversionista no buscó una ganancia al invertir en el proyecto.

Outcomes no deseados:

- *Outcome* indeseable previsto: un resultado indeseable que se conoce antes de comenzar un proyecto.
- *Outcome* indeseable imprevisto: un resultado indeseable que no se conoce antes de comenzar un proyecto.

Los *outcomes* fortuitos e indeseables imprevistos no juegan ningún papel en la decisión de inversión original, porque son desconocidos para el inversionista antes del inicio del proyecto, mientras que los *outcomes* objetivo e indeseable previsto si lo hacen (Zwikael & Smyrk, 2019).

Finalmente, se destaca que este framework muestra la relación que existe entre los beneficios y los *outcomes*. En donde se menciona que los *outcomes* objetivo se determinan considerando el propósito del proyecto, mediante la pregunta: "¿Qué efecto final busca el

financiar del ejercicio?". Dado que los *outcomes* objetivo podrían describirse como "efectos finales beneficiosos", están estrechamente relacionados con los "beneficios". Un beneficio es el "flujo de valor" a una entidad (no necesariamente al inversionista) que surge del logro de un resultado objetivo (Zwikael & Smyrk, 2019). Es importante aclarar que la fuerza de la relación entre los *outcomes* objetivo y sus beneficios deseados es peculiar para cada proyecto. Sin embargo, es claro que existe una relación causal entre el logro de los *outcomes* previstos y los "flujos de valor" deseados para los beneficiarios.

Entre otros aportes importantes encontrados en la revisión de la literatura se encuentra las diez pautas para una realización exitosa de beneficios planteadas por la autora Ginger Levin en el artículo: *Beneficios: una necesidad de entregar valor comercial y un cambio de cultura, pero ¿cómo lo conseguimos?* (Levin, 2015).

La autora considera que es fundamental que la implementación de la gestión de realización de beneficios vaya de la mano con enfocar los esfuerzos en herramientas, técnicas, procesos y competencias que permitan a cada persona ver, como su trabajo aporta beneficios a las iniciativas estratégicas de la organización.(Levin, 2015).

Como complemento a lo anterior, la autora sugiere las siguientes diez pautas claves para la realización exitosa de los beneficios dentro de una organización:

- ✓ Trabajando con la Oficina de Gestión de Programas y la Oficina de Gestión de Carteras: para que los beneficios sean tenidos en cuenta desde la creación del caso de negocio y respondan a los objetivos estratégicos de la organización.
- ✓ Liderazgo: para establecer una visión clara alrededor de los beneficios involucrando a las partes interesadas y reconocer cuando se requieren cambios.

- ✓ Designar a un miembro del equipo para ser un campeón de beneficios: Designar un integrante del equipo del proyecto que lidere el tema de beneficios y tenga contacto con el líder de beneficios de la organización, de esta manera se asegura una transición efectiva de los beneficios una vez que ya se hayan realizado.
- ✓ Uso de una estructura de desglose de beneficios: Siendo una herramienta útil para seguir la lógica del beneficio- cómo – por qué, para asociar incluso con la WBS los beneficios esperados.
- ✓ Trabajando efectivamente con las partes interesadas: El líder de beneficios debe lograr involucrar y transmitir a las partes interesadas por qué la realización de beneficios conducirá a una ventaja competitiva para la organización, de este modo disminuirá los futuros obstáculos a partir de las posibles sugerencias que den las partes interesadas.
- ✓ Involucrando Juntas de Gobierno Apropriadas: Para que en ellas se realice una revisión al progreso de los beneficios de la estrategia organizacional y se puedan descubrir beneficios que no se habían identificado en los programas, proyectos o portafolio.
- ✓ Incorporación de la realización de beneficios en la evaluación de desempeño: Para motivar un cambio de cultura organizacional hacia la gestión de realización de beneficios es necesario que esta parte sea incluida en las evaluaciones de desempeño de cada persona, con esto cada uno logrará identificar su aporte a la consecución de los beneficios.

- ✓ Brindar sesiones de capacitación y orientación sobre la realización de beneficios:
Son necesarias para que las personas reconozcan la necesidad de la obtención de beneficios en la organización.
- ✓ Seguimiento de la realización de beneficios para el valor organizacional: Se recomienda iniciar la medición, comenzando con la visión de la organización y seguido por los objetivos; además de utilizar una técnica de valor ganado aplicado al programa donde se puede observar el cumplimiento de los beneficios.
- ✓ Centrándose en la mejora continua: Se requiere una mejora continua en muchas áreas para adoptar la gestión de realización de beneficios y así garantizar que cada iniciativa que sale del caso de negocio, corresponda y sea viable para la consecución de beneficios.

Por otro lado, durante la revisión de la teoría se evidenció que el estándar PMI ha realizado importantes contribuciones relacionadas con la Gestión de Realización de Beneficios, incluso siendo este estándar, uno de los que cuenta con una “Guía de Gestión de Realización de Beneficios”. (PMI, 2019)

La guía de BRM (Benefits Realization Management) del PMI describe el proceso de gestión de mantenimiento de beneficios como:

“Proceso en el que se garantiza que todo lo que produzca el proyecto o programa continúe para crear valor, a través de prácticas como seguimiento a los resultados reales de los beneficios contra los objetivos estratégicos, registro sobre la contribución de los beneficios entregados al éxito del negocio, evaluaciones a los beneficios para verificar los beneficios entregados y por entregar.” (PMI, 2019)

Por otro lado, en el año 2016 el PMI publicó un marco de gestión de realización de beneficios, donde describió que el propósito del proceso de mantenimiento de beneficios es: “Asegurar que el proyecto o programa continúe produciendo los beneficios para crear valor”. (PMI, 2016a)

Así mismo, plantea las siguientes preguntas y buenas prácticas a tener en cuenta al momento de realizar el proceso de mantenimiento de beneficios (PMI, 2016a), las cuales fueron tomadas del BRM *framework* (PMI, 2016a) y traducidas al español en el trabajo de grado de Jorge Acero (Acero, Coy, & José, 2017), mostradas a continuación:

Tabla 2.

Tabla de preguntas y prácticas para el proceso de mantenimiento del beneficio.

Prácticas	Preguntas
Realizar seguimiento a la continua idoneidad de la nueva capacidad u otros factores de cambio.	¿Se han optimizado los beneficios tangibles e intangibles a corto y largo plazo?
Monitorear los resultados de beneficios actuales frente a los objetivos y gestionar las variaciones.	¿Se han transferido los beneficios para aprobación de las principales partes interesadas, incluyendo la rendición de cuentas operacional y los propietarios del negocio?
Responder a los comentarios de los clientes sobre las necesidades del producto, servicio, capacidad o resultados de la asistencia, para mejorar el rendimiento o la funcionalidad.	¿Los resultados y las capacidades del proyecto o del programa se han entregado a la operación o a los propietarios del negocio?
Desarrollar casos de negocios y posibles iniciativas de nuevos proyectos o programas para responder a problemas o eventos operacionales.	¿Se están midiendo y verificando los beneficios obtenidos de los planes de negocio y sostenimiento?
Compartir información crucial sobre la forma como los resultados contribuyen al éxito del negocio.	¿Se están entregando beneficios reales dentro del plazo del plan de realización de beneficios?

Facilitar la mejora continua mediante el intercambio y la transferencia de conocimientos, incluidas las lecciones aprendidas.	¿Se identificaron y comunicaron las lecciones aprendidas?
Evaluar los beneficios, verificando que se hayan entregado formalmente y que se estén realizando.	¿Se han realizado beneficios no previstos y se han identificado para el futuro?
Implementar el control de cambios requerido, con base en el nivel de tolerancia definido y tomar medidas correctivas.	
Planificar los cambios operacionales, financieros y de comportamiento necesarios para que los beneficiarios de los proyectos y programas continúen monitoreando el desempeño de los beneficios.	

Nota: Tabla realizada bajo la recapitulación de los autores (PMI, 2016b) y (Acero et al., 2017).

También, es importante tener en cuenta las consideraciones encontradas dentro del reporte de la investigación realizada por el PMI en 2016 “Beyond Sustain Benefits to Optimize Business Value”: Para realizar el mantenimiento del beneficio, es necesario identificar un plan de mantenimiento del beneficio donde se haga evidente el responsable dentro de la organización y los procesos, métricas y herramientas necesarias para asegurar la continua creación de valor (PMI, 2016b).

Dentro de este mismo documento se afirma que las organizaciones maduras en BRM suelen asegurar las actividades de transición y sustento de beneficios, incluso desde el inicio del proyecto, antes de obtener los beneficios. Además, algunas de las prácticas o actividades mencionadas en el reporte, para llevar a cabo este proceso, son:

- Comunicación entre equipos: La frecuencia del diálogo es más que el volumen de la documentación.

- Equipos interdisciplinarios: Poner a alguien del equipo de desarrollo de estrategias en el equipo del proyecto, para asegurar la transferencia de conocimiento. Además, asignar operaciones, personas y roles clave en el equipo del proyecto para que la realidad operativa sea considerada.
- Continuidad de los recursos: Transición de algunos miembros clave del equipo del proyecto a funciones operativas, al finalizar el proyecto.
- Diversidad de la experiencia en individuos: En algunas grandes organizaciones con un fuerte enfoque de desarrollo profesional, las personas más experimentadas han implementado las tres fases de gestión del beneficio: identificación, ejecución y mantenimiento. Donde, el equipo que trabaja en dicha gestión tiene experticia en diferentes enfoques y competencias relacionadas al tema y al proyecto.
- Capturar y tener en cuenta las lecciones aprendidas para minimizar las ocurrencias de problemas graves en el futuro.
- Comparar la estimación original de tiempo de entrega con el tiempo de entrega real, para tener unas estimaciones más cercanas a la realidad.
- Realizar seguimiento a un programa de entrega de beneficios de los proyectos, para lo cual es importante definir una temporalidad de encuentros con las partes interesadas, que permita planificar y ajustar el plan continuamente con el tiempo.
- Redefinir y reordenar las funciones y los responsables del beneficio, aun cuando se sabe que el mantenimiento de beneficios en gran parte es responsabilidad de operaciones.
- Medir y monitorear el progreso de los beneficios, realizando informes de rendimiento y resultado para compartir con los interesados.

- Realizar gestión del riesgo.
- Identificar y actuar de acuerdo con las necesidades actuales para mejoras futuras.
- Realizar evaluaciones posteriores al proyecto.
- Realizar plan de mantenimiento de beneficios.
- Desarrollar casos de negocio para futuros proyectos, que tengan en cuenta las necesidades operativas.

Finalmente, es importante mencionar que existen proyectos de inversión pública que poseen un ciclo de vida el cual incluye etapas como la de evaluación ex post y la de operación, donde se contempla el mantenimiento del beneficio y el cumplimiento de los objetivos del proyecto. Según el DPN (Departamento Nacional de Operación), la etapa de operación “ comprende el período de tiempo en que el proyecto entra en funcionamiento y por ende se generan los beneficios estimados en la población, según los objetivos establecidos”(Planeación, 2014), que llevando el término a la guía de gestión del beneficio del PMI, es la etapa de mantenimiento del beneficio, donde se generan los beneficios y se deben sostener a lo largo del tiempo. No obstante, en la etapa de evaluación ex post que es la última etapa del ciclo de vida de los proyectos de inversión pública, se verifica y evalúa el impacto que han generado los resultados del proyecto, incluyendo el impacto de los beneficios generados después de la etapa de operación. Así, de esta manera en esta etapa se analizan las desviaciones obtenidas y se realizan los ajustes necesarios dentro de la planeación (Planeación, 2014). Esta etapa en términos de un proyecto es fundamental para el mantenimiento del beneficio, ya que permite identificar el impacto, la sostenibilidad y las repercusiones de los beneficios que se han alcanzado y los que no, incluyendo lecciones aprendidas para futuros escenarios de proyectos venideros.

2.2 Sector Eléctrico Colombiano.

La estructuración del suministro de la energía fue el resultado de un prolongado proceso de intervención estatal, que se inició en 1928 con la expedición de la Ley 113 que declaró de utilidad pública el aprovechamiento de la fuerza hidráulica (ISA, 2020b). Luego de esto, en 1967, el presidente de la República de Colombia, Carlos Lleras Restrepo, vio la necesidad de impulsar la integración de los sistemas eléctricos del país, con el fin de abastecer la futura demanda nacional (ISA, 2020a). Debido a esto, el sistema eléctrico colombiano se interconectó, permitiendo el intercambio de energía entre los sistemas regionales, y surgiendo así el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la empresa ISA – Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA tenía a su cargo la construcción, mantenimiento y administración de la red de transmisión de alto voltaje, así como, la coordinación del suministro de electricidad, el planeamiento de la expansión de generación y transmisión, y si era necesario, de construcción y operación de las nuevas centrales de generación.

Estos fueron los inicios del sector eléctrico colombiano, el cual, durante los años ochenta entró en crisis, al igual que en la mayoría de los países de América Latina, convirtiéndose en una gran carga para el Estado (ISA, 2020b). Por lo que en 1994 el sector se reestructuró con la publicación de las leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley Eléctrica), buscando que el desarrollo estuviese determinado bajo la sana competencia y creando el Mercado de Energía Mayorista (MEM). Además, estas leyes ordenaron a ISA la organización del Centro Nacional de Despacho (CND), en el cual se realizaría la planeación y coordinación de la operación de los recursos del SIN, y la Administración del Sistema de Intercambios y Comercialización (ASIC). Esta labor la tuvo ISA durante

10 años hasta que, en el 2005, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 848, el cual autorizaba la constitución de una sociedad anónima prestadora de servicios públicos, que sería la encargada de desarrollar dentro de su objeto social la planeación y coordinación de la operación de los recursos del SIN y la administración de los sistemas de intercambios comerciales, dando origen a XM S.A E.S.P., de la cual ISA es su principal socio con 99,7% de las acciones (Camargo, 2015). Hoy en día, XM sigue siendo la empresa encargada de prestar los servicios de CND y ASIC.



Ilustración 8. Sector Eléctrico Colombiano y Sistema Interconectado Nacional. Fuente: Propia de los autores.

Es importante aclarar que el trabajo de grado se enfoca en la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, la cual está a cargo del CND y CNO; en donde el CNO es un organismo privado conformado por representantes de empresas de generación, transmisión, distribución y el director del CND.

2.2.1 El Sector en Cifras.

Colombia es un país con 48,3 millones de habitantes (Dane, 2019), en donde la cobertura del servicio de energía eléctrica, incluyendo usuarios del SIN y de Zonas no Interconectadas (ZNI), es del 96.45% (SIEL, 2019). El sistema eléctrico se interconecta por el sur con Ecuador y por el nororiente con Venezuela, a través de diferentes esquemas transaccionales. Con Ecuador mediante los precios de los mercados de corto plazo de

ambos países, mientras que, con Venezuela, las exportaciones e importaciones son representadas en Colombia por un agente del mercado (Gutiérrez Gómez, 2010).

Dentro del SIN, la demanda de energía eléctrica es en promedio de 197 GWh – día, con una potencia máxima de 10.6 GW (XM, 2019b), la cual es abastecida a través de 28.9 km de líneas de transmisión (XM, 2017b). La capacidad instalada es de aproximadamente 17.5 GW, distribuidos de la siguiente manera (XM, 2020a) :

- Hidráulica: 11901 MW (68 %)
- Térmica: 5321 MW (30,4%)
- Eólica: 18.4 MW (0.1%)
- Solar: 8.2 MW (0.05%)
- Auto/Cogenerador: 255 MW (1.5%)

Dentro del sector, existen cuatro tipos de agentes en el mercado: Generadores, Transmisores Nacionales, Distribuidores y Comercializadores, conformados como se muestra en la Ilustración 9 (XM, 2018).

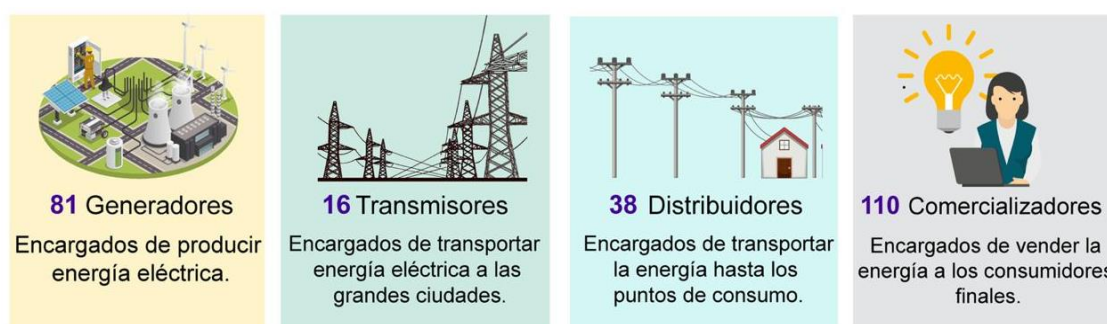


Ilustración 9. Actores del sector eléctrico colombiano. Fuente (XM, 2018)

2.2.2 Historia del Sector.

El sistema eléctrico colombiano desde su desarrollo a finales de los años noventa se ha caracterizado por ser uno de los mercados más estructurados y avanzados de la región, siendo en muchos aspectos, un modelo de referencia para otros países (Pérez & Castro, 2019). Antes de esto, el sector pasó por varias transiciones motivado por el desarrollo de los mercados, la necesidad de financiar la expansión y el racionamiento de 1992, entre otros.

Desde su comienzo, se ha presentado el debate ideológico sobre si la prestación del servicio de energía eléctrica la debe hacer el estado o el sector eléctrico. A mediados del siglo pasado el servicio de electricidad en América Latina y el Caribe era prestado por empresas privadas que servían casi exclusivamente a los núcleos más poblados y no tenían incentivos para suministrarlo a las zonas alejadas y de dudosa rentabilidad (Millán, 2006). Esto llevó a que los países nacionalizaran las empresas y buscaran mediante ellas ampliar la cobertura a todos los segmentos de la población, pero el esquema de empresa pública, a pesar de que logró avances significativos, empezó a tener problemas. La prestación del servicio de la energía despertó apetitos de intereses locales, que lucharían por apropiarse de las rentas que traía la construcción de grandes obras. Por otra parte, daba oportunidades que fomentaban el clientelismo político, cómo mediante oferta de empleos o ampliaciones del servicio que carecían de incentivos para la eficiencia (Millán, 2006).

Además, a mediados de los años ochenta, producto de la bonanza de construcción de grandes presas, surgió un nuevo paradigma en la dimensión ambiental, en donde el impacto directo de los proyectos al medio ambiente tuvo cada vez mayor relevancia e implicaba mayores esfuerzos para el estado. Todo esto condujo a una reforma a principios

de los años noventa, la cual buscaba fortalecer los escasos incentivos para la eficiencia, movilizar los recursos financieros y liberar al estado de una pesada carga para sus fiscos, sin dejar de atender las necesidades de los más pobres (Millán, 2006). Por ello, se permitió la participación de los empresarios privados en la prestación de los servicios, con un papel del estado en la definición de políticas y regulaciones (Millán, 2006), esquema que se mantiene hoy en día.

En Colombia el sector evolucionó cómo se muestra en la Ilustración 10:

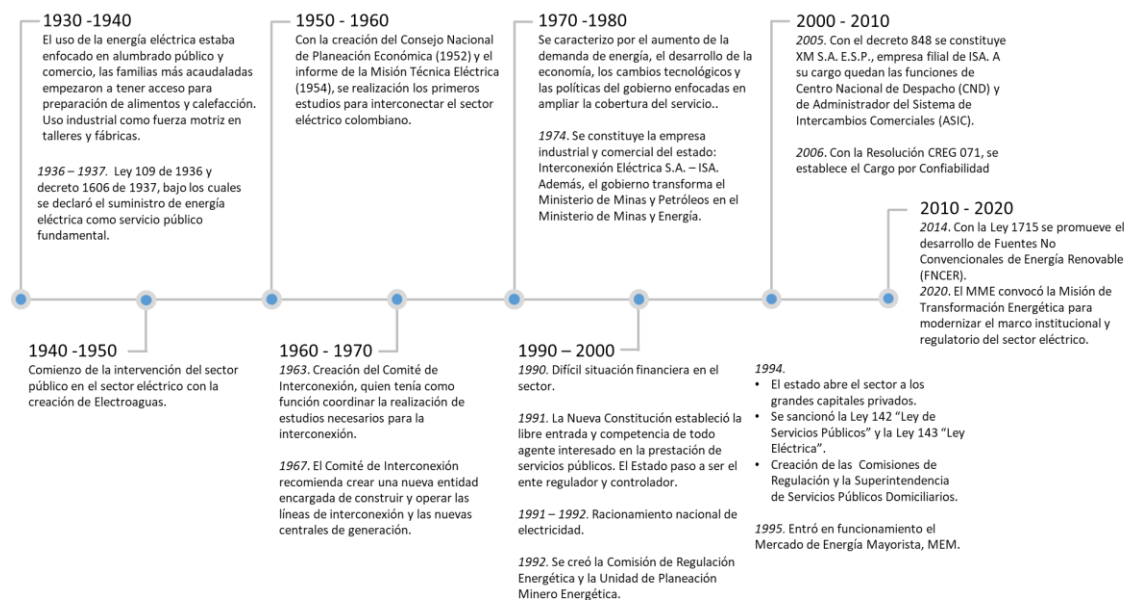


Ilustración 10. Línea de tiempo del sector eléctrico colombiano. Fuente: propia de los autores.

2.2.3 Esquema Institucional.

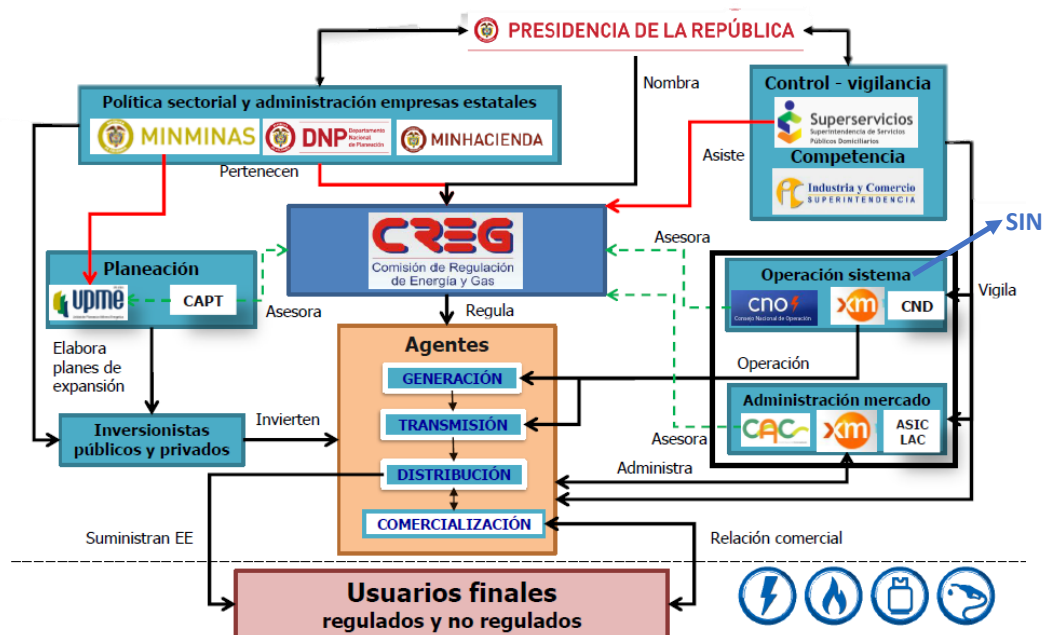


Ilustración 11. Esquema Institucional del sector eléctrico colombiano. Fuente: (Germán, 2016)

Las leyes 142 y 143 de 1994 definen el rol de cada uno de los actores que intervienen en el sector. En su esquema institucional resalta el hecho de que las funciones de supervisión y regulación se encuentran separadas, existiendo también un órgano encargado de acordar los aspectos técnicos de la Operación, conformado por los agentes del mercado. (Gutiérrez Gómez, 2010).

El Ministerio de Minas y Energía es el encargado de fijar las políticas sectoriales, determinar las normas técnicas del servicio y definir las políticas de cobertura y servicio universal.

La planeación de la expansión está a cargo del Estado a través de la Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME), entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Esta entidad se apoya en el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión,

el cual está conformado por representantes de los grandes consumidores y de las empresas de generación, comercialización, transmisión y distribución (Gutiérrez Gómez, 2010).

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la encargada de establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del SIN, después de haber oído los conceptos del CNO, y definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía. (Colombia, 2002). Está integrada por el ministro de Minas y Energía, quien la preside, por el ministro de Hacienda y Crédito Público, por el director del Departamento Nacional de Planeación, por cinco (5) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva, nombrados por el presidente de la República para períodos de cuatro (4) años. A las reuniones de la Comisión asiste el Superintendente de Servicios Públicos, con voz pero sin voto (Gutiérrez Gómez, 2010).

La Superintendencia de Servicios Públicos es la encargada de vigilar y controlar el cumplimiento de las leyes y actos administrativos a los que estén sujetos quienes presten servicios públicos. En cuanto a la vigilancia de prácticas que atenten contra la competencia, la función la ejerce la Superintendencia de Industria y Comercio (Gutiérrez Gómez, 2010).

El Consejo Nacional de Operación (CNO) tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación (Colombia, 2002). Este organismo está conformado por representantes de los generadores, de los distribuidores, de los transportadores, con voto sólo en asuntos relacionados con la interconexión, y por

el Director del Centro Nacional de Despacho, quien tiene voz pero no voto (Gutiérrez Gómez, 2010).

El CNO en su estructura organizacional, está conformado por un presidente, un asesor jurídico un secretario técnico, siete (7) comités y seis (6) subcomités, mediante los cuales trabaja bajo los principios de: transparencia, eficiencia e imparcialidad. Su estructura organizacional es cómo se muestra a continuación:

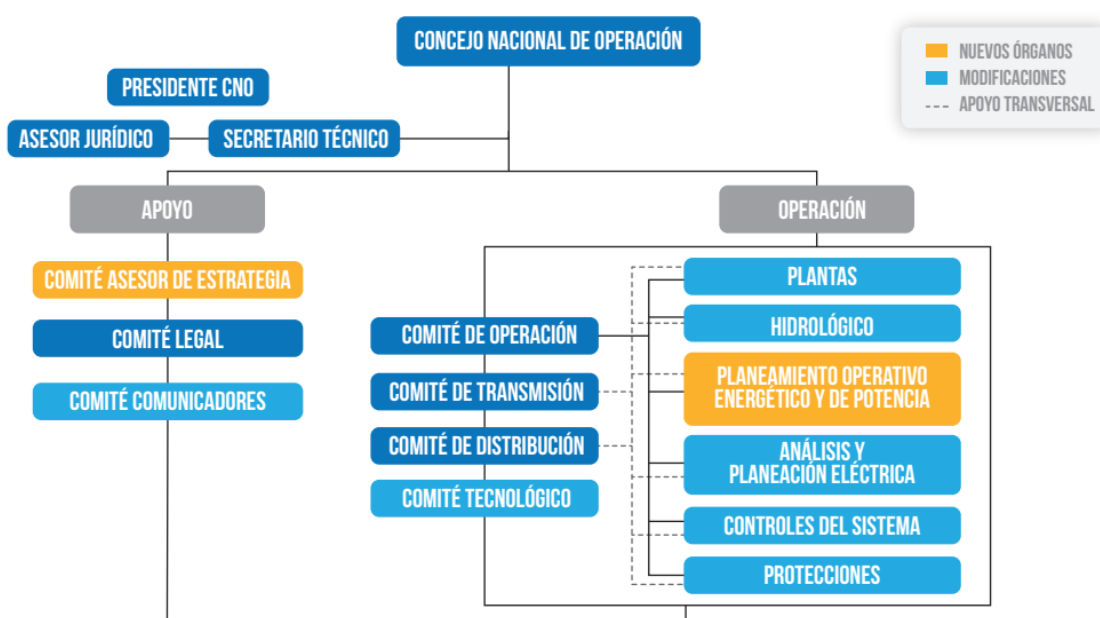


Ilustración 12. Estructura organizacional del CNO. Fuente: (CNO, 2020).

Por otro lado, el Centro Nacional de Despacho (CND) es el encargado de la planeación, la supervisión y el control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica. El CND está sujeto al cumplimiento del Código de Operación y a los acuerdos técnicos del CNO (XM, 2019a).

El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) es el encargado del registro de las fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la

liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores (XM, 2019a).

En Colombia, XM S.A. E.S.P., tiene a cargo el rol de Centro Nacional de Despacho y de Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, mediante el decreto 848 de 2005. A continuación, se muestra la estructura organizacional de XM S.A. E.S.P.

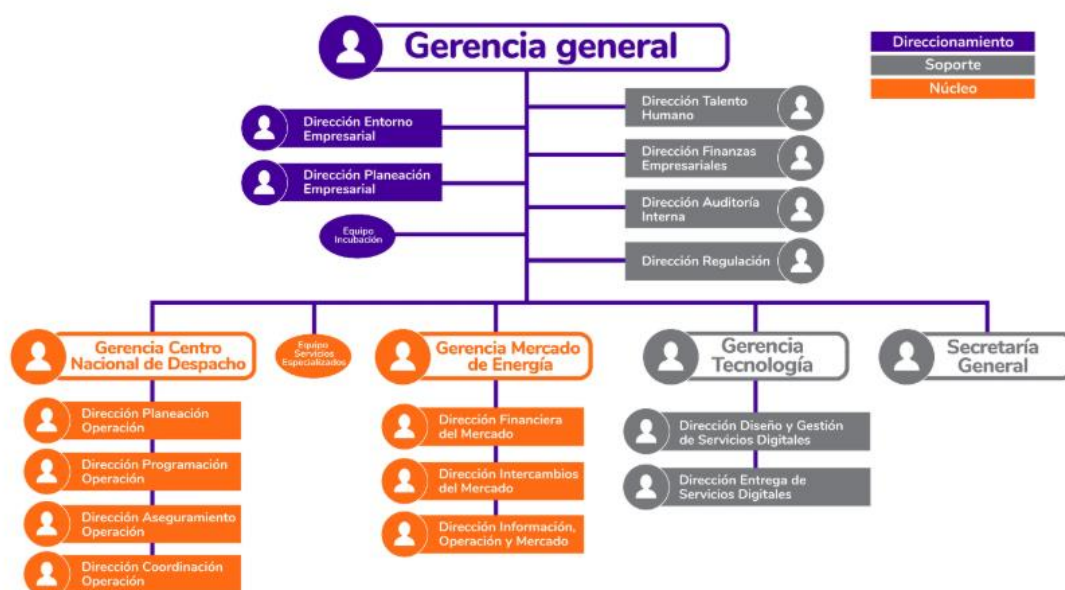


Ilustración 13. Estructura organizacional de XM S.A. E.S.P. Fuente: (XM, 2020b).

Como ya se había mencionado, la investigación se enmarca en la operación del sistema, es decir, en la labor realizada por el CNO y XM en su papel de CND.

2.2.4 Entrada de Nuevos Proyectos en el SIN.

En Colombia, la formulación y entrada de nuevos proyectos en el sector eléctrico, se desarrolla conforme a los planes de expansión definidos por el MME, y elaborados por la UPME, que es una unidad administrativa especial adscrita al ministerio. De acuerdo con

lo estipulado en el artículo 18 de la Ley 143 de 1994, modificado por el artículo 67 de Ley 1151 de 2007 “*Los planes de generación y de interconexión serán de referencia y buscarán optimizar el balance de los recursos energéticos para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional.*”. Además, de acuerdo con la misma ley, la planeación de la expansión del SIN se realiza a corto y largo plazo.

Por otro lado, para la entrada en operación comercial de nuevos activos de transmisión y generación al SIN, se deben cumplir previamente los requisitos, plazos y procedimientos que se encuentran en la reglamentación, en particular en el Acuerdo 656 del CNO (Buendía Yáñez, Porras Torres, & Hincapié Correa, 2019). Esta condición implica, por parte del CND, la gestión de la información relacionada con la conexión y entrada en operación de nuevos activos (Buendía Yáñez et al., 2019).

Con respecto a los proyectos de transmisión, la resolución 18-0924 de 2003, expedida por el MME, estableció que el mecanismo para la ejecución de los nuevos proyectos, definidos en el Plan de Expansión de Transmisión del SIN, es la convocatoria pública. Además, en la resolución CREG 025 de 1995, en el Código de Planeamiento, se definieron unos requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad que deben ser cumplidos en la planeación de la expansión y los proyectos propuestos en estos planes.

Con respecto a los proyectos de generación, el mecanismo utilizado es el Cargo por Confiabilidad, el cual surgió ante la necesidad de fomentar la expansión de capacidad instalada y mitigar los efectos de volatilidad del precio de la energía (precio de bolsa) ante fenómenos naturales como el del Niño. Inicialmente la CREG estableció desde diciembre de 1996 un Cargo por Capacidad (Resolución CREG 116 de 1996), el cual operó hasta el

30 de noviembre de 2006, fecha en la cual fue reemplazado por el Cargo por Confiabilidad (Resolución CREG 071 de 2006) (Gutiérrez Gómez, 2010).

Uno de los componentes esenciales del Cargo por Confiabilidad es la existencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a un compromiso de los generadores por entregar energía durante condiciones críticas de abastecimiento, la cual es respaldada por activos de generación. Este esquema permite asegurar la confiabilidad del suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes (Gutiérrez Gómez, 2010). Las obligaciones son subastadas entre los generadores, hasta cubrir la demanda del sistema, en donde el incentivo para participar es una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, la cual es recibida por el generador que posea una OEF asignada. Dicha remuneración es liquidada por el ASIC y pagada por los usuarios de SIN, a través de las tarifas que cobran los comercializadores (Fehr, Benavides, Gracia, & Schutt, 2009).

El Cargo por Confiabilidad viabiliza proyectos que en un mecanismo de mercado abierto no serían rentables, pero que se requieren para asegurar la confiabilidad del sistema. Un ejemplo son las centrales de generación térmica que, por sus costos elevados, no son normalmente llamadas a generar, pero que en condiciones de escasez de agua son necesarias para suministrar la energía que las centrales hidroeléctricas no pueden dar o que su viabilidad se da por la remuneración que reciben al estar disponibles.

Es importante aclarar que los agentes son los que ejecutan los proyectos (de generación, transmisión, distribución) que luego se conectan al SIN. Para ello, los proyectos deben cumplir unos requerimientos técnicos, que buscan velar por el suministro de la energía en forma confiable, segura y al menor costo. Una vez los proyectos han sido

ejecutados, entran a una fase de pruebas que buscan validar el cumplimiento de los requisitos técnicos y la veracidad del modelo eléctrico, con el que el CND hará sus análisis de planeación y operación del SIN. Finalmente, cuando el CND tenga todos los insumos necesarios para poder integrar el proyecto dentro de la operación integrada del SIN, el CNO, mediante un acuerdo, podrá aprobar la entrada en operación comercial del proyecto. Es en ese momento, cuando la gestión de los beneficios identificados en la formulación del proyecto, asociadas al suministro confiable, seguro y económico de la energía, quedan a cargo del CND y CNO.

2.2.5 El Mercado de Energía.

Con las reformas de 1994, el sector eléctrico abrió las puertas a la participación privada en toda la cadena de valor, se estableció una regulación independiente, se introdujo competencia en la generación, y se definieron principios de operación comercial en transmisión y distribución (Fehr et al., 2009). Para ello, con respecto a la competencia de la generación, se creó un mercado mayorista que busca la formación de precios a mínimo costo, mediante la oferta de precios y declaración de disponibilidad de cada generador (Castro & Perez, 2019). Con respecto a las redes de transmisión y distribución, se regularon como monopolios y se remuneran con la metodología de ingreso regulado y de ingreso máximo, respectivamente (Gutiérrez Gómez, 2010). En donde, se tienen unos incentivos que buscan reducir sus costos y mantener niveles aceptables de calidad.

En Colombia, según la Ley 143 de 1994, el mercado de energía mayorista se define como el mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en el que generadores y comercializadores venden y compran energía, ya sea en el mercado de largo plazo o corto plazo.

En el mercado de largo plazo, los agentes comercializadores y generadores suscriben contratos de compra y venta de energía, los cuales son registrados ante el ASIC, para que éste determine hora a hora sus transacciones en el mercado de corto plazo. En este caso, la facturación y recaudo de las transacciones es responsabilidad de las partes del contrato, y no del ASIC (Gutiérrez Gómez, 2010).

En el mercado de corto plazo, los agentes generadores diariamente realizan ofertas de precio y declaraciones de disponibilidad de energía, mientras que, la demanda, representada por los agentes comercializadores, es tomadora del precio de corto plazo denominado Precio de Bolsa, el cual es el único precio para todo el sistema en cada hora del día, determinado con base en un despacho ideal que es realizado a través de un proceso de optimización acoplado. Las transacciones del mercado de corto plazo, son determinadas a partir de las diferencias que resultan de las cantidades transadas en contratos del mercado de largo plazo, y aquellas generadas o demandadas en la operación real, valoradas al precio de bolsa (Gutiérrez Gómez, 2010).

Además, en el mercado de corto plazo, la diferencia entre la generación del despacho ideal y la generación que realmente presentó un recurso de generación es valorada económicamente, mediante un concepto denominado Reconciliación, y entra a hacer parte del costo de las restricciones. La reconciliación puede ser de valor positivo, en caso de que el generador haya entregado energía al sistema y no haya resultado despachado en el despacho ideal, situación que ocurre cuando el generador entrega energía para aliviar una restricción de la red de transmisión. En cambio, un valor negativo indica que el generador no pudo entregar energía a la red, debido a una restricción de esta, lo que se denomina energía atrapada. (Gutiérrez Gómez, 2010).

Con respecto a la asignación del responsable por pagar los costos de las restricciones de red, como lo define la Resolución CREG 063 de 2000, aquellas restricciones originadas en el STN son asumidas por la demanda, y aquellas atribuibles a la gestión de los distribuidores son asumidas por éstos.

Por otro lado, aparte del mercado mayorista, existe un mercado de comercialización minorista de electricidad, en donde se distinguen dos tipos de usuarios: los usuarios regulados, cuya tarifa está determinada por la CREG y los usuarios no regulados, quienes pueden adquirir la energía a precios acordados libremente con el comercializador de energía de su elección (Gutiérrez Gómez, 2010). Para ser usuario no regulado el usuario debe tener una demanda máxima, mayor a 100 kW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh.

Como ya se ha mencionado, el mercado está compuesto por diferentes actores: los generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y usuarios finales. Adicionalmente para el caso de Colombia, XM es quien realiza el rol integrado de operar y administrar el SIN, bajo las figuras del CND, ASIC y LAC (Castro & Perez, 2019). Ver Ilustración 14.

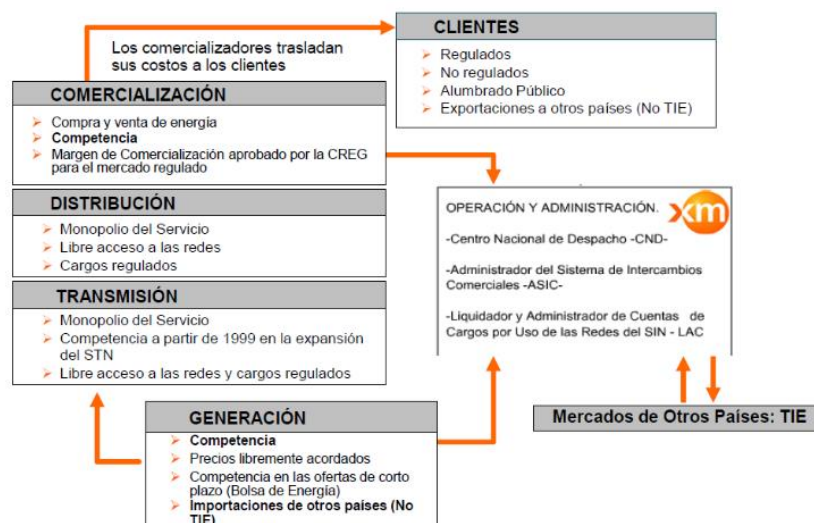


Ilustración 14. Estructura del mercado de energía. Fuente: (Cuadros & Ortega, 2012)

2.2.6 Riesgos en el Sector Eléctrico.

Los agentes participantes del mercado eléctrico experimentan riesgos derivados de la naturaleza misma de las operaciones en el mercado, en donde se ven enfrentados a la volatilidad del precio de bolsa, variaciones en la tasa de cambio, los impuestos, riesgo de crédito, cambios en la normatividad, nuevos desarrollos tecnológicos, entre otros (Gutiérrez Gómez, 2010).

Por lo tanto, en la operación como en los mercados de sector eléctrico, se debe realizar una constante gestión de riesgos, buscando disminuir su probabilidad de ocurrencia o impacto en el suministro confiable, seguro y económico de la energía en el SIN. Estos riesgos pueden ser: climáticos, operacionales, cibernéticos o financieros.

Riesgo climático: Incertidumbre con respecto a la disponibilidad y variabilidad de recursos, como el sol, el agua o viento, para poder producir la cantidad de energía necesaria. El cambio climático y las condiciones particulares del clima pueden afectar la generación de forma inesperada (Gil & Arbeláez, 2019).

Riesgo en la operación del sistema: Cada vez es más complejo planear y coordinar la operación, especialmente en los picos de la demanda, es por ello, que es importante contar con esquemas robustos de monitoreo, control y optimización de toda la operación. Con el fin de mantener la confiabilidad y eficiencia en el sistema, se cuenta con modelos de pronósticos de carga, análisis de escenarios y simulaciones, que ayudan a mitigar las variables de incertidumbre que pueden ponerlo en riesgo (Gil & Arbeláez, 2019). .

Riesgo cibernético: La industria de suministro de energía, se ubica en el segundo lugar del ranking de las empresas con mayor probabilidad de enfrentar Cyber ataques, producto de un mayor flujo de información y automatización (AIG, 2017).

Riesgo Financiero: Se puede derivar de los riesgos ya mencionados y de factores externos que pueden generar una mayor volatilidad e incertidumbre en los precios del mercado, en el incumplimiento de la contraparte o en las variaciones que presente la liquidez de las organizaciones. Además, esto puede desencadenar otro tipo de riesgos: riesgo de mercado, riesgo de crédito y contraparte, y riesgo sistémico.

- Riesgo de Mercado: Posibilidad de tener pérdidas ante variaciones de los precios del mercado. Por ejemplo, si los participantes del mercado no tienen coberturas de precio con contratos de largo plazo.
- Riesgo de crédito y contraparte: Posibilidad de que la contraparte no esté en condiciones para responder con sus obligaciones en el mercado y en los contratos previamente establecidos.
- Riesgo sistémico: Efecto que tiene algún incumplimiento en el mercado sobre los demás participantes, dado que existe un alto nivel de contratación entre

estos, y por ende se termina afectando a todos los participantes del mercado: efecto dominó (Gil & Arbeláez, 2019).

2.2.7 El futuro del Mercado de Energía.

Los mercados de energía se encuentran en constante evolución, lo que conlleva a que en un futuro el sistema enfrente una nueva cadena de valor, que involucra nuevos actores, y se caracterice por la incorporación de Fuentes de Energía Renovables No Convencionales (FERNC), nuevas reglas de los mercados de energía, la incertidumbre de los costos de combustibles y su disponibilidad, el almacenamiento de energía, la respuesta a la demanda, la generación distribuida, los vehículos eléctricos, problemas de seguridad de información, entre otros. Este nuevo contexto trae nuevos riesgos para la operación y administración de los mercados de energía, generando retos importantes para su gestión. (Ramírez Arbeláez & Arboleda Tabares, 2017). Estos retos buscan que el sistema eléctrico colombiano continúe siendo eficiente, robusto y confiable, y que se den las mejores señales para los participantes del mercado y para la demanda (Pérez & Castro, 2019).

Además, el futuro del mercado energético colombiano tiende hacia la integración de los mercados de electricidad y gas y hacia la creación de nuevos mercados de derivados financieros con subyacente energéticos. (Gutiérrez Gómez, 2010)

Según el foro económico mundial, se destaca el papel protagónico de los consumidores, quienes no solo consumirán energía, sino que la almacenarán, producirán y venderán como se muestra en la Ilustración 15 (Gil & Arbeláez, 2019).

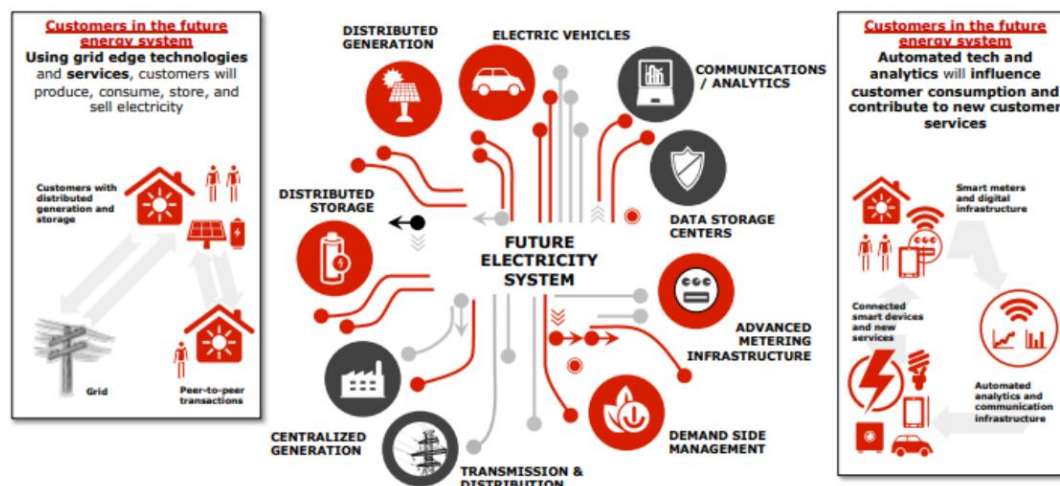


Ilustración 15. Futuro del mercado de energía Fuente: (Gil & Arbeláez, 2019)

Los desafíos impuestos por los consumidores, entidades reguladoras y las exigencias de sostenibilidad, determinan la modernización de los sistemas eléctricos de potencia, para enfrentar con éxito el futuro. La modernización no solo considera la renovación de equipos, sino también de los procesos de planeación, supervisión y control (Gómez & Longano, 2019).

Por todo lo anterior, el trabajo de grado busca dar un aporte con el análisis de las prácticas para el mantenimiento del beneficio implementadas en la operación integrada del SIN, que permita identificar oportunidades de mejora para afrontar los desafíos actuales y venideros, con mejores herramientas de gestión. Teniendo esto claro, en el siguiente capítulo se presenta la metodología utilizada en la investigación.

3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.

Este capítulo desarrolla paso a paso cada una de las actividades que se ejecutaron para contribuir al cumplimiento del objetivo general del trabajo de grado que da como

consecuencia la resolución de la pregunta de investigación, soportada en una investigación académica.

3.1 Tipo de Investigación.

De acuerdo con la información encontrada en el marco conceptual, los beneficios que busca un proyecto y que aportan a los objetivos estratégicos de la organización pueden ser, tangibles o intangibles (PMI, 2016c). Los tangibles son los que normalmente se agrupan también dentro de los planificados en un proyecto como, por ejemplo: costo, alcance y tiempo (PMI, 2016c); los intangibles no mantienen una gestión e identificación clara que permita conseguirlos, monitorearlos y controlarlos al finalizar cada proyecto, para que la adquisición del beneficio sea exitosa (PMI, 2015).

Para la revisión bibliográfica se consultaron bases de datos académicas como: Cielo, Proquest, Science Direct, entre otros; repositorios de trabajos de grado de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito y la Universidad del Bosque, la cual se encuentra acreditada por la GAC (Global Accreditation Center for Project Management); libros y escritos digitales; sitios web de asociaciones dedicadas a el desarrollo de la gerencia de proyectos y publicaciones de revistas de investigación importantes en este campo de estudio, como: la International Journal of Project Management (IJPM), publicada por el IPMA, y la revista Project Management Journal (PMJ), publicada por el PMI. También se consultaron publicaciones, informes, presentaciones y escritos documentados en las revistas, congresos y seminarios del sector eléctrico colombiano, como: ENERCOL, CIGRE, MEM, FOROS XM e informes de la CREG, entre otros, y por último, se revisaron los estándares relacionados con gerencia de proyectos y con la gestión de beneficios,

incluyendo la guía que el PMI desarrolló dedicada a la gestión para la realización del beneficio.

De los 61 documentos revisados sobre el tema y la bibliografía mencionada en el presente documento, no existe algún estudio de investigación enfocado en la gestión del mantenimiento de beneficios en el sector eléctrico colombiano. Adicionalmente, se encontró que la mayoría de las investigaciones sobre gestión beneficios, las realiza el PMI; en donde acuden a diseños mixtos (cualitativos y cuantitativos), con distintos propósitos de aplicación, identificación e importancia, tras la realización de un proyecto. En ellas, dividen el proceso de gestión de beneficios en tres etapas: identificación, control y mantenimiento del beneficio. Aunque existen muchos estándares que hacen referencia a la gestión de beneficios, ninguno de ellos tiene una guía específica como lo tiene el PMI (PMI, 2016a).

Dentro de las investigaciones más destacadas en este tema, se encuentran.

Por parte del PMI:

“El impacto estratégico de los proyectos. Identifique los beneficios para impulsar los resultados del negocio”(PMI, 2015), “Entrega de valor. Enfoque de los beneficios durante la ejecución de proyectos”(PMI, 2016c), “Fortalecimiento de la conciencia de los beneficios en los ejecutivos senior” (PMI, 2016e), “Establecimiento de la propiedad y responsabilidad de los beneficios” (PMI, 2016d) y “Beyond the project Sustain benefits to optimize business value” (PMI, 2016b).

Por parte de otros investigadores o revistas de investigación:

“Improving Project Success: A Case Study Using Benefits and Project Management” (Gomes & Romão, 2016), “Benefits Realization Management and its influence on project success and on the execution of business strategies” (Serra & Kunc, 2015) , “The Project Sponsor role and benefits realizations: More than “Just doing the day Job”” (Breese, Couch, & Turner, 2020).

Dentro de los trabajos de grado:

“Desarrollo De Un Marco de referencia para la gestión de realización de Beneficios de Proyectos” (Acero et al., 2017). Adicionalmente, se destaca un libro sobre la gestión del beneficio (Martins, 2017), donde se encuentran varias prácticas a implementar en la gestión del mismo.

Y, por último, se tienen informes de gestión sostenible de empresas del sector eléctrico que plasman un diseño cuantitativo, para la entrega de estadísticas en el cumplimiento o no, de los indicadores establecidos dentro del plan. Estos informes hacen relación a “Informe de Gestión 2017” (XM, 2017a), “Informe de sostenibilidad 2017” (Enel, 2017) e “Informe de operación del SIN y administración del mercado 2017 (XM, 2016).

Dado lo anterior, este proyecto usará una investigación de tipo cualitativo con el fin de fortalecer las investigaciones realizadas hasta el momento y poder aportar en el campo de la gestión de beneficios en el sector eléctrico colombiano a partir de las referencias citadas anteriormente y el contraste de las mismas con el levantamiento de información del sector estudiado, por medio de la aplicación de herramientas cualitativas.

Sampieri afirma que “Un planteamiento cualitativo es como “ingresar a un laberinto “. Sabemos dónde comenzamos, pero no dónde habremos de terminar. Entramos con convicción, pero sin un mapa detallado, preciso. Y de algo tenemos certeza: deberemos mantener la mente abierta y estar preparados para improvisar” (Sampieri, Roberto; Fernandez, Carlos; Baptista, 2014) De esta manera, se busca con la investigación realizar un análisis comparativo del mantenimiento de beneficios, que actualmente realiza la operación integrada del SIN frente a las prácticas establecidas y propuestas por el marco teórico que acompaña esta investigación.

3.1.1 Investigación cualitativa.

Dentro del método cualitativo que se usará en la investigación, se tendrá una aplicación semi cuantitativa, con el fin de dar argumentación a la categorización establecida para la unidad hermenéutica de la investigación. La esencia de la investigación examina el proceso de la operación integrada del SIN, en donde se realiza la tercera fase de la gestión de beneficios, el mantenimiento del beneficio. Para ello, se trabajará un alcance descriptivo donde se busca entrar en el contexto de la operación integrada del SIN, considerar sus componentes, terminología y procesos a fin de categorizar la información encontrada. Además, se va a trabajar una lógica deductiva, que es la base de la unidad hermenéutica para el análisis y la categorización (Sampieri, Roberto; Fernandez, Carlos; Baptista, 2014).

De esta manera, partiendo de lo general a lo particular, se realizará un análisis comparativo que permita indagar en las prácticas que aplican actualmente en la operación integrada del SIN y poderlas contrastar con las buenas prácticas identificadas en el marco teórico de la presente investigación, para identificar brechas y dar recomendaciones que

aporten al aseguramiento del mantenimiento del beneficio. Dentro del análisis comparativo, se buscará la mejor interpretación y manejo de los datos, para poder enriquecer los resultados y llegar a una buena integración de las herramientas de análisis con las técnicas aplicadas, y con esto dar cumplimiento a la realización de un reporte del análisis comparativo de las prácticas aplicadas y las existentes (Todd, Zazie; Nerlich, Brigitte; McKeown, Suzanne; Clarke, 2004).

Con todo lo anterior, y partiendo de una apropiada identificación de la muestra, con adecuados procedimientos para la recolección de los datos y finalmente un análisis con una lógica deductiva, se asegura un buen desarrollo del proyecto, que da soporte y argumento a la categorización, transparencia en el manejo de la información por medio de la implementación de la herramienta Atlas.Ti, (Muñoz-Justicia & Sahagún-Padilla, 2017) y valor, como resultado del reporte de opinión e involucramiento de expertos (Sampieri, Roberto; Fernandez, Carlos; Baptista, 2014).

Por consiguiente, el objetivo de esta investigación es secuencial, comenzando por la identificación de prácticas o procedimientos que se estén ejecutando en la operación integrada del SIN, luego se analiza su relación con las actividades de gestión de mantenimiento de beneficios encontradas en el referente teórico. Posteriormente, se realiza un análisis detallado de los hallazgos encontrados y finalmente se desarrolla el reporte con las conclusiones y recomendaciones.



Ilustración 16. Metodología de la Investigación. Fuente: Propia de los autores.

3.2 Técnicas e Instrumentos de Investigación.

Teniendo en cuenta que Sampieri establece que los datos cualitativos son “Evidencia o información simbólica verbal, audiovisual o en forma de texto e imágenes” (Sampieri, Roberto; Fernandez, Carlos; Baptista, 2014), para recolectar los datos necesarios dentro del contexto del sector eléctrico, se diseñaron e implementaron entrevistas semiestructuradas para poder obtener conclusiones que den respuesta a la pregunta de investigación: ¿La operación integrada del SIN actualmente implementa las buenas prácticas, sugeridas en la teoría, para la gestión de mantenimiento de beneficios?. Se optó por la entrevista dado que, es una herramienta más íntima (Sampieri, Roberto; Fernandez, Carlos; Baptista, 2014), y porque es fundamental acudir a los expertos del sector eléctrico, pues son los que proporcionarán toda la información de la operación.

El diseño de la entrevista es semiestructurada, ya que se tiene una guía de temas enfocados en asegurar el mantenimiento de beneficios establecidos por el PMI (PMI, 2019), sin dejar de lado la operación integrada del SIN y se da la libertad de que el entrevistado pueda aportar, preguntar u orientar los temas hacia su contexto habitual, dado el enfoque que estamos trabajando. De esta manera, se da mayor profundización en el tema, se aclaran conceptos y se permite abarcar una mayor cantidad de información, que puede enriquecer la investigación realizada, para poder hacer la comparación con el marco teórico de las prácticas encontradas, artículos científicos, informes y trabajos de grado consultados durante la investigación. Por lo anterior, se diseña una estructura general donde primero se indaga en el la operación integrada del SIN y posteriormente se profundiza en las actividades para el mantenimiento del beneficio, buscando la articulación entre los términos manejados por el sector y el PMI que es la organización base escogida como referente teórico. Las preguntas formuladas al entrevistado tienen un diseño abierto, con el fin de poder dar la flexibilidad al entrevistado, en el manejo de cada pregunta (Sampieri, Roberto; Fernandez, Carlos; Baptista, 2014) y mantener una interacción entre las partes implicadas.



Ilustración 17. Estructura general del diseño de la entrevista. Fuente: Propia de los autores.

Durante el diseño de la entrevista se buscó mantener una articulación entre las preguntas y el tema regulatorio del sector, dado que éste establece que toda la operación debe estar bajo el marco regulatorio que la establece y la conforma (Colombia, 2002). Posterior al diseño de la entrevista, la validación de la herramienta y prueba piloto, como lo establece Sampieri (Sampieri, Roberto; Fernandez, Carlos; Baptista, 2014), se aplica la entrevista manteniendo el diseño semiestructurado, en cada caso de aplicación, llevando un hilo conductor flexible orientado hacia el entrevistado. De esta manera cada caso se formuló como un elemento único de información, lo que nos aseguró que el diseño original de la entrevista no se estableció como herramienta rígida en su implementación. Teniendo en cuenta que, una de las funciones otorgadas para la operación coordinada del sector eléctrico colombiano es el enfoque principal dentro del alcance de la investigación: “ *e) Informar periódicamente al CNO acerca de la operación real y esperada de los recursos del SIN y de los riesgos para atender confiablemente la demanda*” (Colombia, 2002), se tomó como referente teórico para la articulación de las preguntas realizadas entre el mantenimiento del beneficio y la operación coordinada del sector, la guía de gestión para la realización del beneficio del PMI en la fase de mantenimiento (PMI, 2019) y el marco de gestión propuesto también por el PMI, encontrado en la revista *Journals* de la misma entidad (PMI, 2016a). Además, se tomaron los temas y componentes principales que se mencionan en la guía, para establecer los aspectos más relevantes a tratar en la entrevista, con el fin de dar importancia a los procesos principales de la operación del sector. Finalmente, se validó con la directora del trabajo de grado, quién tiene una amplia experiencia en la gestión de proyectos y actualmente es la directora de la unidad de proyectos de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.

Teniendo en cuenta todo lo mencionado anteriormente, se obtuvo un banco de 29 preguntas contenidas en el **Anexo A**, las cuales fueron la base inicial para cada entrevista aplicada.

Para el análisis de los datos obtenidos con las entrevistas, se utilizó la herramienta Atlas.Ti, (Archiv für Technik, Lebenswelt und Alltagssprache), la cual en alemán significa “Archivo para la Tecnología, el Mundo de la Vida y el Lenguaje Cotidiano” (Muñoz-Justicia & Sahagún-Padilla, 2017). Esta herramienta es considerada dentro de las investigaciones cualitativas como una de las mejores herramientas para realizar un buen análisis y evitar los sesgos que se pueden obtener si se realiza manualmente (Sampieri, Roberto; Fernandez, Carlos; Baptista, 2014).

3.2.1 Universo o población.

Partiendo de la pregunta de investigación, la cual tiene la particularidad de estar en el contexto de la operación integrada del SIN, que se enmarca en “un esquema de libre mercado abierto a capitales privados y que combina la división de actividades, la participación abierta y la regulación por parte del Estado” (Cuadros & Ortega, 2012), el universo o población que incluye este trabajo de grado es el asociado a la operación integrada del SIN.

Es decir, todo lo enmarcado en el mercado eléctrico colombiano, en donde se destacan las actividades de: generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad (Colombia, 2002); la coordinación de la operación integrada, en donde entra el Consejo Nacional de Operación y el Centro Nacional de Despacho; la planeación de la expansión en donde entra la Unidad de Planeamiento

Minero Energético; la regulación en donde entra la Comisión de Regulación de Energía y Gas; la vigilancia y control en donde entra la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y finalmente la definición de políticas sectoriales en donde entra el Ministerio de Minas y Energía.

3.2.2 Muestra.

El sector eléctrico tiene una gran diversidad de actores que intervienen en el cumplimiento de los procesos y actividades establecidos en la regulación, acuerdos y leyes. Teniendo en cuenta que el trabajo de grado se enfoca en la gestión del mantenimiento de beneficios, que busca garantizar la creación de valor durante la operación del producto del proyecto (Acero et al., 2017), la muestra seleccionada para la investigación se enmarca en la operación integrada del SIN, manejando estudio de casos de los principales responsables que contribuyen al desarrollo de la misma, que son el CND y el CNO, pues “Las empresas generadoras de electricidad, las distribuidoras y las que operen redes de interconexión y transmisión tendrán la obligación de suministrar y el derecho de recibir en forma oportuna y fiel la información requerida para el planeamiento y la operación del SIN y para la comercialización de la electricidad. La información será centralizada a través del CND y los CRD, según corresponda. (Artículo 38)” (Colombia, 2002). En donde, los CRD son centros de control y supervisión a nivel regional.

Además, la misma ley establece que el CND y CNO tienen a cargo la operación del sistema interconectado nacional. Entre las funciones del CND, se encuentra la de “*Informar periódicamente al CNO acerca de la operación real y esperada de los recursos del SIN y de los riesgos para atender confiablemente la demanda*” (Guido Nule, Amín

Gaviria, 2002), que está fuertemente ligada a los procesos de gestión para el mantenimiento de beneficios.

Por otro lado, la ley 143 de 1994, también establece que el CNO “tendrá como función principal la de acordar aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación”. También tiene una función de asesor de la CREG.

Por lo tanto, nuestra muestra se centra en los actores que intervienen en la operación integrada del sistema: CND y CNO, donde se buscan los representantes más significativos para aplicar la herramienta según se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3

Selección de la Muestra

Nombre	Actor que representa	Cargo Laboral
Ing. Gustavo Gómez Cerón	CNO	Head of Operation & Maintenance CCGT/O&G and Coal Brasil and Colombia, del grupo Enel
Ing. Mauricio Mañosca	Ministerio Minas y Energías	Departamento de Energía Nuclear
Dr. Alberto Olarte	CNO	Secretario Técnico del CNO
Ing. Marco Caro	CNO	Asesor técnico del CNO
Ing. John Rey	CNO	Gerencia de Regulación de Enel - Emgesa S.A ESP
Ing. Carlos Vanegas	CND - XM	director del área de aseguramiento de la operación ®

Nota: Tabla creada por los autores de la investigación.

3.3 Aplicación del Instrumento.

Dentro de los entrevistados se involucraron personas del sector que tuvieran un amplio conocimiento sobre la operación integrada del sector eléctrico y que pudieran proveer toda

la información necesaria para la identificación de hallazgos en el mantenimiento del beneficio. Dado que el sector se rige por la regulación y que los temas relacionados con la operación se discuten en las reuniones del CNO, se decidió entrevistar a los representantes más significativos que hacen parte del CNO y del CND. Finalmente, también se decidió entrevistar a un miembro del Ministerio de Minas y Energías para tener una perspectiva un poco más amplia asociado con las ZNI. En consecuencia, las entrevistas aplicadas, como casos de estudio a profundidad, mantienen una muestra de 6 personas como lo establece Sampieri dentro de los rangos de este tipo de muestras cualitativas (Sampieri, Roberto; Fernandez, Carlos; Baptista, 2014), se desarrollaron de la siguiente manera:

1. **8 de noviembre:** Ing. Gustavo Gómez Cerón, Head of Operation & Maintenance CCGT/O&G and Coal Brasil and Colombia, del grupo Enel. Miembro del Consejo Nacional de Operación (CNO), en el comité de operación (CO). Especialista en planeamiento de sistema de transmisión y distribución, con experiencia en: gestión de proyectos; diseño, montaje, prueba y puesta en servicio de líneas de transmisión; operación y mantenimiento de grandes centrales como el Guavio, Río Bogotá y Betania (durante 15 años). Actualmente se desempeña en el área térmica (8 años), con centrales como Cartagena, Termostipa y Fortaleza (Brasil).
2. **8 de noviembre:** Ing. Mauricio Mañosca, miembro del Ministerio de Minas y Energía de Bogotá en el departamento de Energía Nuclear. Especialista y Magister en Energía y Ambiente. Con más de 10 años de experiencia en el tema de Riesgos en el sector eléctrico y 9 años en la dirección de Energía

Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía, en donde trabajó con proyectos de energización en Zonas No Interconectadas (ZNI).

3. **14 de noviembre:** Dr. Alberto Olarte. Secretario técnico del Consejo Nacional de Operación desde el año 2002. Del 2000 al 2002 se desempeñó como gerente comercial en Chivor S.A.-ESP. Fue gerente de producción de energía en ISAGEN de 1995 a 1999. También estuvo vinculado a Interconexión Eléctrica-ISA de 1975 hasta 1995, ejerciendo diferentes cargos y funciones, como: Director Coordinación Producción, Jefe de División Operación Sistema Interconectado, Jefe Sección Aplicaciones y Planeamiento Operativo y Analista de Programación Operativa. El Dr. Olarte es ingeniero Eléctrico egresado de la Universidad de los Andes. Master of Science de la universidad de Londres en Sistemas de Potencia y Especialista en Power Systems Administration del Swedish Power Estocolmo (Suecia).
4. **14 de noviembre:** Ing. Marco Caro. Asesor técnico del Consejo Nacional de Operación-CNO desde el año 2017. Se desempeñó como coordinador de los equipos de generación y transmisión en la Unidad de Planeación Minero Energética-UPME, unidad técnica adscrita al Ministerio de Minas y Energía y responsable por la formulación del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión. Trabajó en la compañía XM, filial de ISA, en la Gerencia del Centro Nacional de Despacho-CND, ejerciendo el cargo de Especialista en Planeación de la Operación. Es ingeniero electricista de la Escuela Colombiana de Ingeniería, tiene una Maestría en ingeniería eléctrica de la Universidad de Los Andes y fue becario de JICA y KOICA, Agencias de

Cooperación Internacional de Japón y Corea respectivamente, para adelantar estudios sobre redes inteligentes, HVDC e integración de fuentes intermitentes en el Korea Electric Power Research Institute-KEPRI y Kyushu Tech.

5. **15 de noviembre:** Ing. John Rey. Especialista en Gerencia Estratégica. Jefe de relacionamiento Institucional y del Medio Ambiente, en la parte de generación, en la Gerencia de Regulación de Enel - Emgesa S.A ESP. Miembro del Consejo Nacional de Operación (CNO). Ha trabajado en empresas como Chivor, Codensa y Emgesa.
6. **10 de diciembre:** Ing. Carlos Vanegas. Magister de la Universidad de Dundee en el Reino Unido. Miembro del Centro Nacional de Despacho CND (XM S.A. ESP), director del área de aseguramiento de la operación ®. Experiencia laboral en la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado.

Como se mencionó anteriormente, las entrevistas fueron semiestructuradas y con preguntas abiertas, con una duración aproximada de una hora y media, manteniendo una conversación. Cada una de ellas fue grabada para su posterior transcripción, como se muestra en el **Anexo B**.

3.3.1 Atlas.Ti

Atlas.Ti es un programa informático para realizar análisis cualitativo de datos reconocido a nivel mundial cuyas siglas significan en el idioma alemán: “Archivo para la Tecnología, el Mundo de la Vida y el Lenguaje Cotidiano” y su extensión .Ti significa interpretación de textos (Muñoz-Justicia & Sahagún-Padilla, 2017). Su origen se dio entre los años 1989 y 1992 en la Universidad Tecnológica de Berlín. Actualmente se trabaja

con la versión 8 de este software, el cual se lanzó en diciembre de 2016. Esta investigación se trabajó con la versión 7.5.

3.3.1.1 DPs.

Teniendo en cuenta que Atlas.Ti define un DPs (Documentos primarios) como “la base de nuestro análisis, puesto que se corresponderán con nuestros datos (entrevistas, observaciones, diarios de campo, documentos y registros de información de diversa índole)” (Muñoz-Justicia & Sahagún-Padilla, 2017), se establecen como documentos primarios a los 5 documentos generados de las entrevistas aplicadas a la muestra de la investigación: Entrevista de Gustavo Gómez, entrevista de Mauricio Mañosca, entrevista de Marco Caro y Alberto Olarte, entrevista de John Rey y finalmente la entrevista de Carlos Vanegas.

3.3.1.2 Código/Categorías.

Los códigos o categorías son la conceptualización de la investigación, son la unidad básica del análisis y en ellos se basará la investigación (Muñoz-Justicia & Sahagún-Padilla, 2017). De esta manera se llevan a un segundo nivel los datos para su procesamiento. Para esta investigación, la selección de los códigos se hizo por medio de una lógica deductiva, tomando como base la guía de gestión de beneficios del PMI (PMI, 2019), en la fase correspondiente a la gestión del mantenimiento del beneficio. El PMI como organización, es una de las más completas en este tema, ya que ha generado estándares y una guía detallada para la gestión de realización del beneficio y nos permite tener un referente teórico lo suficientemente sólido para realizar el análisis posterior. De esta manera, usando una lógica deductiva se toma la guía de gestión para la realización

del beneficio, en la fase de gestión del mantenimiento del beneficio, se determina un listado de las palabras que se consideran claves dentro de la fase del mantenimiento del beneficio y se prosigue a realizar el cruce con las palabras identificadas dentro de las entrevistas y que contienen un peso significativo por medio de un análisis semi cuantitativo en el conteo de palabras establecido por Atlas.ti, el cual se puede ver en el ANEXO D. Análisis Semi cuantitativo del conteo de palabras clave, relacionadas con las familias de la red Hermenéutica. Y, que en la sección de familias, dentro de éste capítulo, se justificará con más detalle la selección y justificación de los códigos o categorías seleccionados. Partiendo de este análisis, se realizó una red principal a modo de mapa mental que permitió definir las categorías seleccionadas:

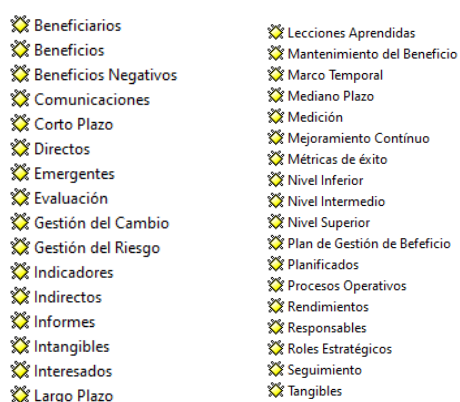


Ilustración 18. Códigos o categorías de la Investigación. Fuente: Propia de los investigadores

3.3.1.3 Familias.

Con el fin de facilitar el análisis y poder agrupar de manera eficiente la información, Atlas.Ti establece las familias como agrupaciones de elementos con características similares, que pueden estar basados en modelos teóricos para la organización y filtrado de la información (Muñoz-Justicia & Sahagún-Padilla, 2017). De esta manera, en la investigación se trabajan 10 familias basadas en la teoría del mantenimiento del beneficio,

según lo establecido en la guía de gestión del beneficio del PMI (PMI, 2019), donde el concepto agrupa diferentes categorías en una familia determinada a partir del mapa mental que se determinó como red principal en la sección de redes y subredes de este capítulo.

De esta manera, las familias sustentadas y agrupadas son las siguientes:

- **Beneficios:** Teniendo en cuenta que los beneficios Tangibles e Intangibles agrupan las categorías de Beneficios Negativos, Directos, Emergentes, Indirectos y Planificados, se desglosan cada uno manejándolos como independientes; pues según la guía, son los tipos de beneficios que pueden ser identificados en un proyecto y que se deben materializar (PMI, 2019).
- **Comunicación:** Agrupa las categorías de informes, seguimiento y evaluación. La guía relaciona las comunicaciones en el mantenimiento del beneficio como toda actividad orientada a la realimentación e información del proceso realizado (PMI, 2019).
- **Interesados:** Agrupa las categorías de beneficiarios y responsables, dado que son los actores que intervienen en el mantenimiento del beneficio y/o pueden verse afectados por en el mismo.
- **Marco Temporal:** Agrupa las categorías de corto, mediano y largo plazo; debido a que los procesos de gestión se realizan en diferentes estampas de tiempo dependiente del propósito que están buscando.
- **Medición:** Agrupa indicadores, métricas de éxito y el rendimiento; variables indispensables en el momento de medir el mantenimiento del beneficio.

- **Mejoramiento Continuo:** Agrupa las categorías de gestión de cambio y lecciones aprendidas, dado que es un proceso cíclico y retroalimentado, que busca tener una mejora continua dentro de los procesos orientados al beneficio.
- **Plan de Gestión de Beneficios:** No agrupa ninguna categoría, pero se establece como familia, dado que, esta contiene toda la base para la realización del mantenimiento de beneficios. Contiene un plan de gestión del mantenimiento de beneficios, planeación, reglamentación de las organizaciones y los insumos necesarios para poder ejecutar la fase (PMI, 2019).
- **Procesos Operativos:** Aunque, esta categoría no tendría ninguna agrupación dado que se contempla como todas las actividades realizadas para el mantenimiento del beneficio, se relaciona con el beneficio, la temporalidad y la gestión de cambio como insumos para poder ejecutar dichas actividades. Por esta razón, se agrupan estas categorías anteriormente mencionadas para establecer la familia.
- **Roles estratégicos:** Agrupan las categorías de nivel inferior, intermedio y superior, dado que en la guía se establece que los roles están categorizados por jerarquía y de esta misma manera se establecen los pasos de cada proceso (PMI, 2019).

Por último, se establece una familia superior que es la que reúne las 9 familias mencionadas anteriormente como núcleo o centro fundamental de la investigación y es la familia de **mantenimiento del beneficio**.

3.3.1.4 Redes y Subredes.

Teniendo las categorías y familias creadas para el análisis cualitativo de la investigación, fue necesario establecer la red principal de relaciones, por medio de la lógica deductiva que ha enmarcado esta investigación. Al establecer la red principal se establecieron las asociaciones de cada categoría, formando así el concepto teórico que se encuentra en la guía de gestión de beneficios del PMI (PMI, 2019). Ver Ilustración 19.

Las redes y subredes se han estipulado con colores por densidad y fundamentación establecidos por Atlas.Ti. Esto significa que dada la asignación del código y su relación entre familias, citas y códigos, Atlas.Ti asigna un color relacional entre ellos (Abarca & Ruiz, 2014).

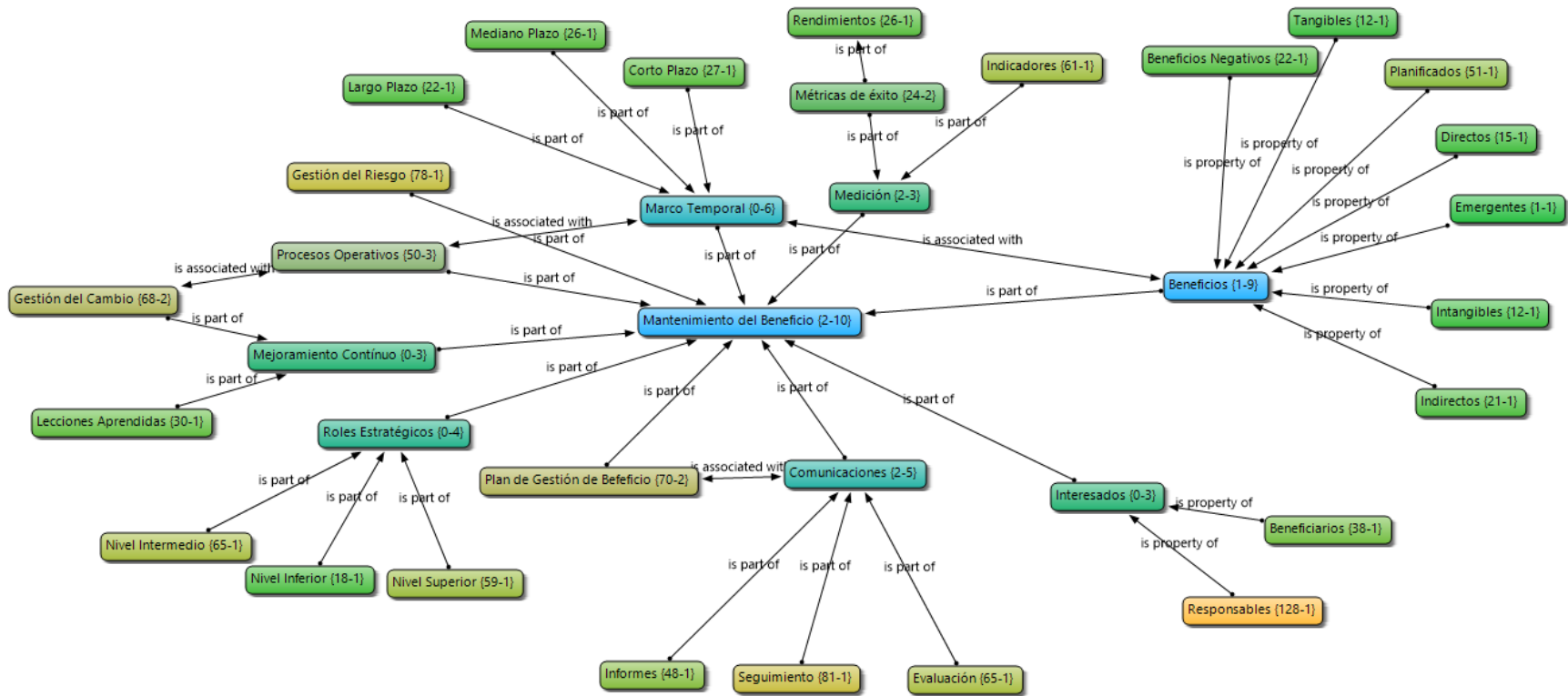


Ilustración 19. Red Principal de la Unidad Hermenéutica. Fuente: Los autores.

A partir de la red principal se establecen las subredes que posteriormente entregarán las citas asociadas a cada categoría como se puede observar en el ANEXO C. Sub redes con citaciones.

Las subredes principales determinadas en esta investigación son las siguientes:

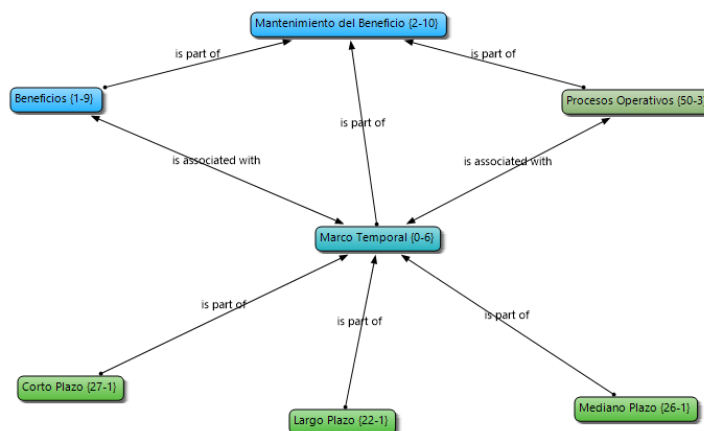


Ilustración 20. Sub red de familia Marco Temporal. Fuente: propia de los autores

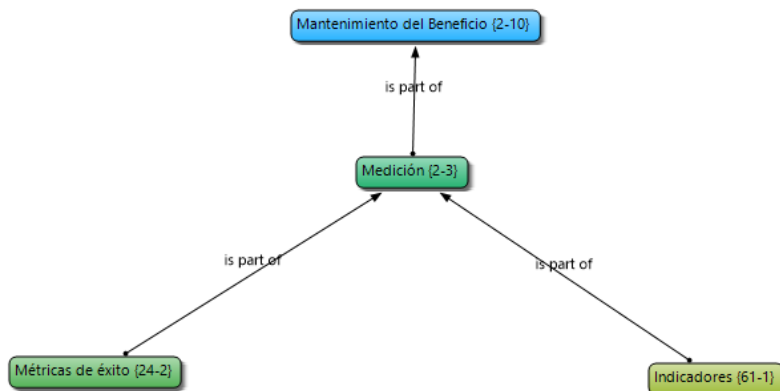


Ilustración 21. Sub red familia medición. Fuente: propia de los autores

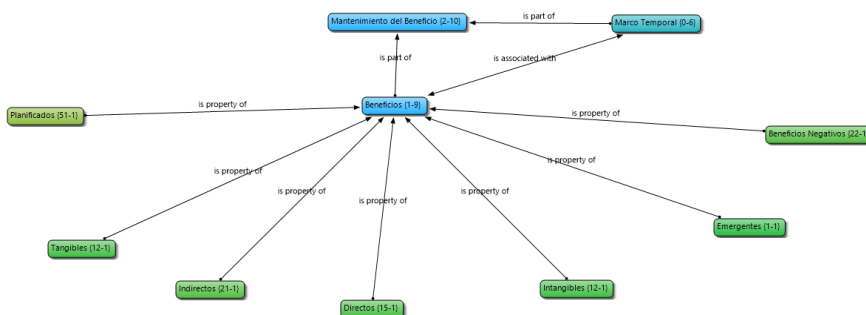


Ilustración 22. Sub red de familia Beneficios. Fuente: propia de los autores

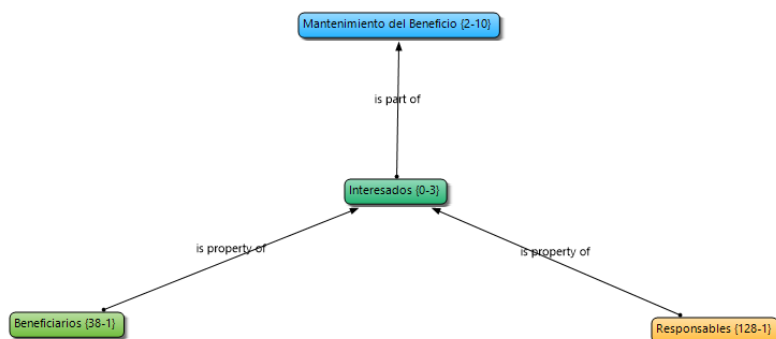


Ilustración 23. Sub red familia Interesados. Fuente: propia de los autores

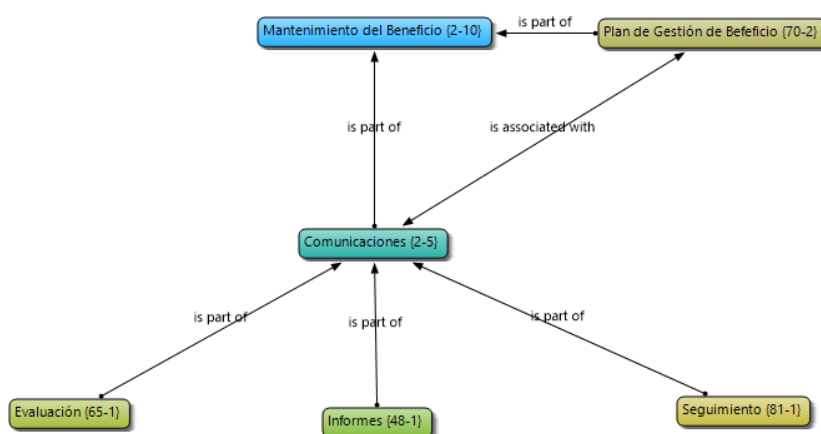


Ilustración 24. Sub red Familia de Comunicaciones. Fuente: propia de los autores

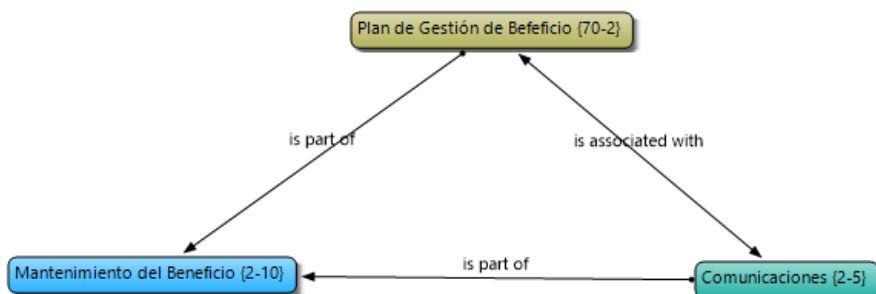


Ilustración 25. Subred familia Plan de Gestión de Beneficios. Fuente: propia de los autores

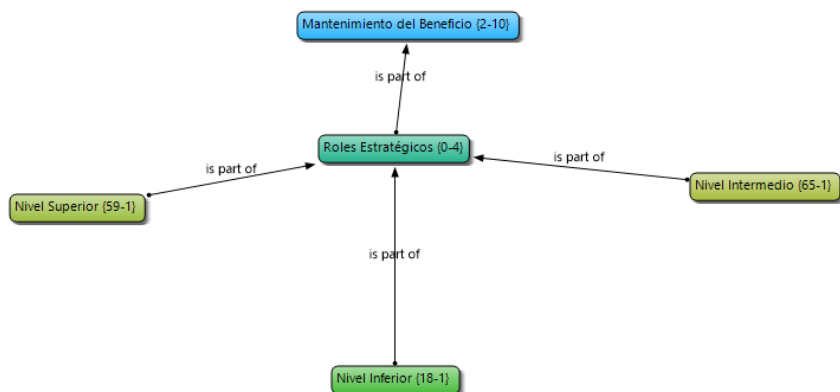


Ilustración 26. Sub red familia roles estratégicos. Fuente: propia de los autores

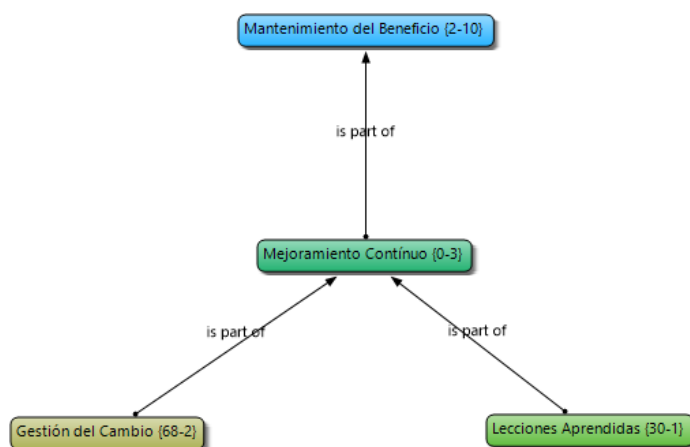


Ilustración 27. Sub red familia Mejoramiento Continuo. Fuente: propia de los autores

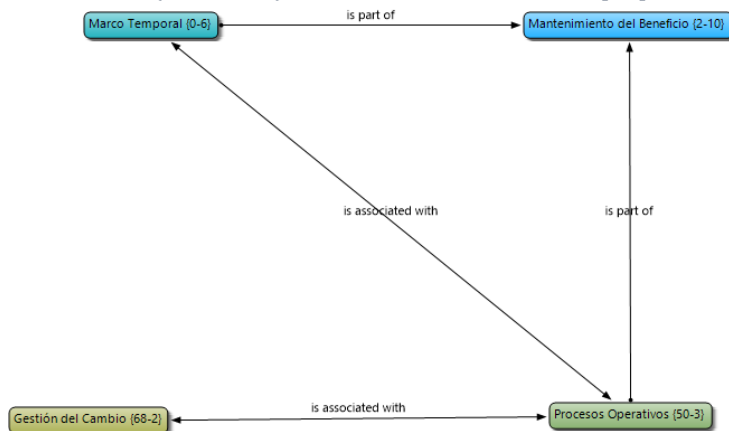


Ilustración 28. Sub red familia Procesos Operativos. Fuente: propia de los autores

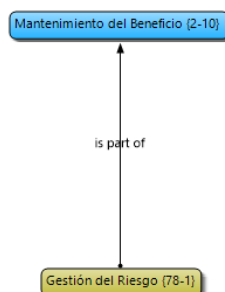


Ilustración 29. Sub red categoría Gestión del Riesgo. Fuente: propia de los autores

3.4 Análisis de Resultados cualitativos.

Al determinar la red principal de la unidad hermenéutica, se hizo necesario identificar la concordancia entre los códigos, con la terminología del sector. Por tal razón, tomando en cuenta los resultados de la revisión bibliográfica y su relación con la información recopilada en las entrevistas, se determinan las siguientes correspondencias, en las que al lado izquierdo se presenta la denominación desde la gestión del mantenimiento del beneficio identificadas en la revisión bibliográfica y al lado derecho la denominación en el sector, bajo su terminología:

- a) **Beneficios** → **Beneficios**: Tanto para el sector como para el PMI el término beneficios esta connotado de la misma manera y este, agrupa los beneficios tangibles, intangibles, directos, indirectos, planificados, emergentes y negativos.
- b) **Comunicaciones** → **Comunicaciones**: El sector eléctrico colombiano al hablar de comunicaciones se refiere a informes, actas, cartas, correos y demás herramientas usadas para la divulgación de la información.
- c) **Gestión del Cambio** → **Ajustes y decisiones**: En el sector eléctrico, cada vez que se realiza una reunión y es necesario tomar decisiones que apuntan a un cambio regular o drástico para mantener el servicio bajo las condiciones establecidas por la

regulación, se genera un cambio que puede ser inmediato o gradual sobre el plan inicial establecido. A esto, se le denomina por semejanza, gestión del cambio.

- d) **Gestión del riesgo** → **Riesgo:** El sector se refiere a riesgo como todo evento que afecte o implica entregar el servicio de manera confiable, segura y al menor costo y cada riesgo implica tomar decisiones que conlleven a un cambio a fin de seguir operando de la manera habitual o mejor.
- e) **Interesados** → **Actores:** El PMI establece que los interesados son todas las agentes y/u organizaciones y autoridades y/o gobierno que se afectan tanto positiva como negativamente con la realización de un proyecto. Por lo tanto, determinando que los interesados se relacionan como los responsables o los beneficiarios y dado que el sector eléctrico enfoca sus esfuerzos por llevar a los usuarios (colombianos) la energía al económica, confiable y segura, se hace referencia a que el usuario es el primer beneficiario del sector. Igualmente, se pueden afectar algunos agentes que se benefician del sector con la adjudicación de los proyectos que se inician dentro de la planeación. Y, por último, existen responsables dentro del sector eléctrico encargados de la operación y el mantenimiento del beneficio que se relacionan como UPME, CND, CNO, CREG, etc., que se encuentran dentro de los responsables.
- f) **Lecciones Aprendidas** → **Lecciones Aprendidas:** Tanto el sector como el PMI entienden y se refieren a las lecciones aprendidas de la misma manera, como: el aprendizaje positivo y negativo que pueden sacar de las actividades y resultados obtenidos y realizados dentro de la operación para mantener el beneficio.

- g) Marco Temporal → Periodicidad:** El sector eléctrico establece 3 periodos de tiempo diferentes para manejar la información o el seguimiento. Corto plazo: mensual y trimestral. Mediano plazo: 2 años. Largo Plazo: 5 a 10 años.
- h) Medición → Medición:** Dentro del sector hacen mediciones de indicadores y establecen parámetros de referencia que dan la indicación de estabilidad en el sistema. El manejo de dichos indicadores y sus valores de referencia construyen métricas de éxito a partir de las cuales, se identifica el rendimiento del sector.
- i) Mejoramiento continuo → Mejoramiento continuo:** Se acompaña el mejoramiento continuo de la gestión del cambio y las lecciones aprendidas para optimizar los procesos y mejorar las decisiones tomadas dentro de la operación.
- j) Roles Estratégicos → Funciones:** Esta dado por el conducto regular de los procesos establecidos dentro de la operación del sector eléctrico, que desde el PMI se establecen en tres niveles: inferior, intermedio y superior. De esta manera se establece el conducto regular de los procesos que intervienen en la operación para mantener el beneficio.
- k) Plan de Gestión de Beneficios → Regulación y ley:** El PMI establece dentro del plan de gestión la línea base de beneficios, periodo de tiempo, responsables y mecanismos para mantener el beneficio que, en el sector eléctrico está establecido por la regulación y ley que rige en cada una de las operaciones y procesos en el sector para mantener las funciones y la entrega de energía al menor costo, confiable y segura.

1) Procesos Operativos → Procesos: hacen referencia a las actividades o acciones que se llevan a cabo para el mantenimiento del beneficio en la operación del sector eléctrico.

Validando la terminología del sector eléctrico colombiano por medio de la regulación (Colombia, 2002), las entrevistas y la unidad hermenéutica recopilada con la revisión bibliográfica, se desarrolló un análisis semi cuantitativo con los documentos primarios (entrevistas) a partir del conteo de palabras, el cual permitió dar soporte a la justificación de las categorías seleccionadas y la red hermenéutica construida como base del análisis de la información. Por lo tanto, en el conteo de palabras se establecieron las palabras claves y se relacionaron con cada familia ver ANEXO D. Análisis Semi cuantitativo del conteo de palabras clave, relacionadas con las familias de la red Hermenéutica. De esta manera se observó que las palabras claves sustentan la selección de categorías vista anteriormente y las familias descritas en la red hermenéutica, dada la fuerte relevancia de su uso en las entrevistas aplicadas.

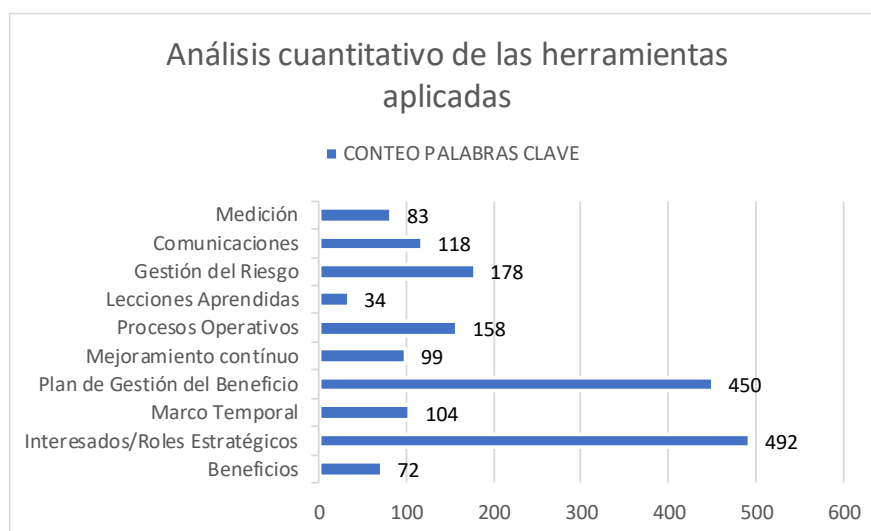


Ilustración 30. Análisis semi cuantitativo de las herramientas como justificación de las familias de la unidad Hermenéutica. Fuente: Propia de los autores.

Posteriormente, se inició con el análisis cualitativo determinando la co-ocurrencia entre categorías del análisis halladas en cada una de las entrevistas, que fueron digitalizadas y son parte de los documentos primarios en el análisis. Con el fin de no sesgar las co-ocurrencias existentes, se determinó una matriz de 26x26, tomando todas las categorías trabajadas en la red, relacionando un análisis por las familias. De esta manera por medio de una estructura jerarquizada, se logró determinar a un nivel de detalle, la importancia de cada familia con la orientación específica para la fase del mantenimiento de beneficio; qué procesos o actividades realizan con frecuencia y a qué aspecto del mantenimiento de beneficio le dan más interés o enfocan más esfuerzos dentro del sector eléctrico colombiano. Igualmente se determinó, cómo cada una de las familias y códigos relacionados en la aplicación de la herramienta, co-ocurren con la operación integrada del SIN para la fase de mantenimiento del beneficio. Así, desde la matriz de co-ocurrencias se determinaron los hallazgos que facilitaron posteriormente el análisis y recomendaciones a seguir en relación con las buenas prácticas para el mantenimiento del beneficio en la operación integrada del SIN.

Tabla 4.
Matriz de co-ocurrencias

Familia - Código /
Familia - código

	Medición	Beneficios								Interesados		Comunicaciones			Plan de Gestión de Beneficio	Roles Estratégicos			Mejoramiento Continuo	Procesos Operativos	Gestión del Riesgo	Marco Temporal					
	Rendimientos	Métricas de éxito	Indicadores	Beneficios Negativos	Tangibles	Planificados	Directos	Emergentes	Intangibles	Indirectos	Beneficiarios	Responsables	Evaluación	Seguimiento	Informes	Plan de Gestión de Beneficio	Nivel Superior	Nivel Intermedio	Nivel Inferior	Lecciones Aprendidas	Gestión del Cambio	Procesos Operativos	Gestión del Riesgo	Largo Plazo	Mediano Plazo	Corto Plazo	
Medición	0	0.06	0.14	0.07	0.09	0.04	0	0	0.09	0.02	0.07	0.07	0.11	0.11	0.12	0.07	0.06	0.08	0.02	0.08	0.07	0.07	0.06	0.04	0.04	0.04	
		0	0.1	0.07	0.03	0.07	0	0	0.03	0.02	0.03	0.03	0.09	0.09	0.04	0.12	0	0.02	0.05	0.08	0.03	0.07	0.07	0.02	0.02	0.04	
			0	0.05	0.01	0.07	0	0	0.04	0.03	0.06	0.14	0.17	0.25	0.09	0.07	0.06	0.12	0.07	0.06	0.1	0.14	0.15	0.05	0.13	0.13	
Beneficios				0	0.03	0.01	0.03	0	0.06	0.05	0.11	0.05	0.04	0.08	0.04	0.07	0.03	0.07	0	0.04	0.08	0.03	0.11	0	0	0.07	
					0	0.07	0.13	0	0.04	0.1	0.11	0.02	0.03	0.12	0.02	0.11	0.01	0.03	0	0.04	0.02	0.11	0.01	0	0	0	
						0	0.08	0	0.03	0.03	0.11	0.14	0.2	0.12	0.09	0.11	0.09	0.14	0	0.03	0.11	0.11	0.12	0.14	0.05	0.08	
							0	0	0.06	0	0.18	0.01	0.03	0.02	0	0.06	0	0.01	0	0.05	0.04	0.02	0	0	0	0	
								0	0.08	0.05	0.03	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.02	0	0	0	0	
									0.14	0.11	0.01	0.01	0.03	0.02	0.04	0.01	0.01	0	0.03	0.02	0.04	0.02	0.03	0	0	0	
										0.2	0.02	0.03	0.04	0.05	0.07	0.05	0.01	0.03	0	0.06	0.11	0.06	0.06	0.02	0.02	0.04	
Interesados											0	0.04	0.1	0.06	0.04	0.1	0.04	0.03	0.04	0.01	0.09	0.05	0.08	0.05	0.02	0.03	
													0.21	0.2	0.17	0.14	0.39	0.46	0.11	0.07	0.18	0.17	0.18	0.06	0.05	0.08	
Comunicaciones													0	0.19	0.2	0.07	0.1	0.16	0.18	0.04	0.09	0.19	0.17	0.2	0.05	0.07	0.1
														0	0.17	0.09	0.1	0.16	0.05	0.07	0.12	0.14	0.14	0.04	0.09	0.11	
															0	0.07	0.1	0.15	0.03	0.08	0.14	0.15	0.13	0.11	0.1	0.09	
Plan de Gestión de Beneficio	Plan de Gestión de Beneficio															0	0.13	0.11	0.04	0.1	0.11	0.12	0.12	0.06	0.02	0.01	
	Nivel Superior															0	0.04	0	0.06	0.23	0.08	0.15	0.07	0.08	0.04	0.04	
Roles Estratégicos	Nivel Intermedio															0	0.04	0.06	0.04	0.17	0.13	0.04	0.04	0.02	0.07	0.07	
	Nivel Inferior															0	0	0.01	0.08	0.03	0	0.03	0	0	0.05	0.05	
Mejoramiento Continuo	Lecciones Aprendidas																		0	0.14	0.08	0.13	0.06	0.06	0.02	0.02	
	Gestión del Cambio																		0	0.08	0.18	0.05	0.08	0.02	0.02	0.02	
Procesos Operativos	Procesos Operativos																			0	0.14	0.08	0.13	0.06	0.06	0.02	
Gestión del Riesgo	Gestión del Riesgo																			0	0.21	0.07	0.1	0.13	0.08	0.06	
Marco Temporal	Largo Plazo																				0	0.21	0.04	0.08	0.06	0.06	
	Mediano Plazo																					0	0.17	0.09	0.09	0.09	
	Corto Plazo																						0	0.15	0.15	0.15	
																										0	

- Elemento con bajo valor de co-ocurrencia por diferencia de frecuencia de citación en las entrevistas, pero con alto potencial de co-ocurrir. Ejemplo, co-ocurrencia AB: El código A es citado 100 veces, mientras que el código B es citado 10 veces, pero co-ocurrieron en 5 citaciones, entonces el valor de co-ocurrencia es 0.048, a pesar de que el código B estuvo el 50% de las veces relacionado con el código A.

3.5 Hallazgos.

Los hallazgos son el punto de partida para realizar el análisis comparativo, recomendaciones y conclusiones. Estos, se determinan por medio del coeficiente de co-ocurrencia, el cual determina la cantidad de veces que los entrevistados concuerdan en las opiniones sobre un tema. De esta manera, si el coeficiente es cercano a uno, significa que varios o todos los entrevistados están de acuerdo en un tema, el mismo código o en una cita particular codificada y, por el contrario, si es muy cercano a cero, no hay muchos aciertos entre los entrevistados. Con el fin de establecer un criterio de valoración de los coeficientes de co-ocurrencias (CCo) (bajo, significativo, alto), se realizó un análisis estadístico de los resultados obtenidos en la matriz de co-ocurrencias. Es importante mencionar que los hallazgos parten de la percepción y el conocimiento de los expertos del sector y que las co-ocurrencias encontradas y relacionadas más adelante, están libres de un sesgo teórico o personal de los autores y, son el resultado del cruce cualitativo generado entre los códigos trabajados por medio de la herramienta Atlas.ti.

Del análisis de frecuencia de los valores de CCo, ver Ilustración 31, se puede observar que alrededor del 95% de los datos se encuentran entre el rango de 0,00 a 0,12 de CCo. Además, el 50% de las relaciones tiene un valor de CCo de 0,00.

Para este estudio se considera un valor alto de CCo a aquel que esté por encima del 95% de la muestra; un valor significativo a los que estén entre el 80% - 95% y un valor bajo a los menores del 80%. Esto nos da como resultado:

- Alto: $CCo > 0,12$
- Significativo: $0,06 < CCo \leq 0,12$

- Bajo: $0 < CCo \leq 0,06$

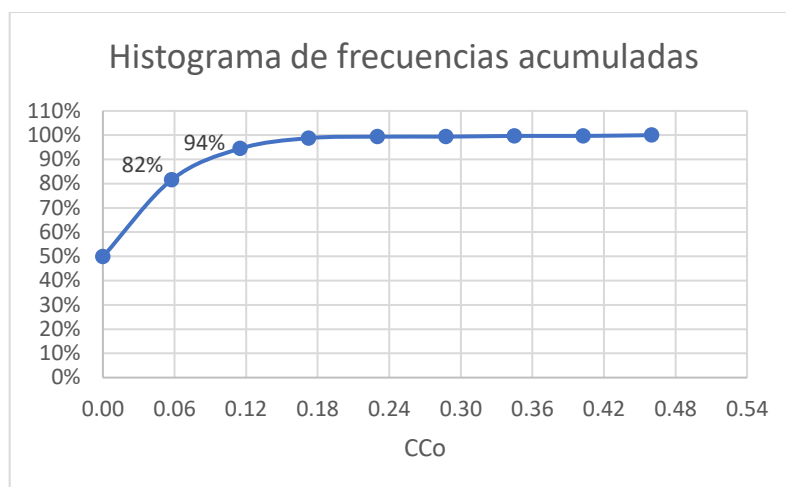


Ilustración 31. Histogramas de frecuencias acumuladas en el coeficiente de co-ocurrencias. Fuente: propia de los autores.

A continuación, se enumeran los hallazgos para cada una de los CCo encontrados, con el fin de poder establecer la relación y el nombramiento de los mismos como soporte en el análisis:

1. Medición Vs Beneficio: Se identifican CCo's bajos y significativos entre cada uno de los códigos que componen las familias; esto da indicios de que no existe una práctica formal para medir los diferentes tipos de beneficios. Por otro lado, se evidencia que hacen una medición de rendimientos e indicadores, asociados principalmente, a los beneficios planificados y los beneficios negativos.
2. Medición Vs Interesados: Se evidencia un alto CCo entre indicadores y responsables, valores significativos entre rendimientos y la familia de interesados y, por otro lado, hay CCo's bajos entre los interesados y las métricas de éxito. Esto da indicios de que se conoce quién es el responsable de realizar la medición de indicadores, rendimientos y definición de métricas de éxito.

3. Medición Vs Comunicaciones: A pesar de que se realiza evaluación y seguimiento a los indicadores, rendimientos y métricas de éxito, hay CCo's bajos y significativos para el desarrollo de informes, principalmente en la medición de métricas de éxito e indicadores.
4. Plan de Gestión de Beneficios: En general esta familia muestra unos CCo's bajos y significativos con las demás familias, lo que da a entender que no se tiene un Plan formal de Gestión de Beneficios, para la etapa de mantenimiento de beneficios. Sin embargo, existe un CCo alto con los códigos "responsables" y "nivel superior".
5. Medición Vs Roles Estratégicos: La medición se da generalmente en Roles Estratégicos de nivel intermedio e inferior, porque en estos códigos se encuentran unos CCo's significativos.
6. Medición Vs Mejoramiento Continuo: Los rendimientos y métricas de éxito están asociados, en mayor parte, con lecciones aprendidas, mientras que, la gestión de cambio tiene un mayor CCo con indicadores.
7. Medición Vs Procesos Operativos: Se evidencia un CCo significativo entre ambas familias, destacándose la medición de indicadores en los procesos operativos por su alto CCo.
8. Medición Vs Gestión del Riesgo: Hay una CCo significativa entre las dos familias, destacándose el uso de indicadores para la gestión del riesgo por su alto CCo.
9. Medición Vs Marco Temporal: No se evidencia una temporalidad claramente definida para la medición de Rendimientos y el establecimiento de Métricas de Éxito. Sin embargo, hay un alto CCo en la temporalidad de los indicadores, donde se resaltan los asociados a mediano y corto plazo.

10. Beneficios Vs Interesados: En general se evidencia un CCo significativo entre ambas familias; sin embargo, es baja la frecuencia en la que se da en la relación entre los responsables con cada uno de los beneficios. Por otro lado, se destaca la alta CCo entre los beneficiarios con los beneficios directos e indirectos, y entre los responsables con los beneficios planificados.
11. Beneficios Vs Comunicaciones: En general se presenta un bajo CCo entre las dos familias. Sin embargo, se destaca una alta CCo entre los procesos de evaluación con los beneficios planificados. En general, los beneficios planificados son los de mayor CCo en relación con la familia de comunicaciones. Esto evidencia que hay una falencia en la comunicación de los demás beneficios.
12. Beneficios Vs Roles Estratégicos: En general hay un bajo CCo entre las dos familias; sin embargo, se evidencia que los roles estratégicos de nivel intermedio son los que se encargan de los beneficios planificados por su alto CCo.
13. Beneficios Vs Mejoramiento Continuo: Se evidencia que hay un mayor CCo de los beneficios con la gestión del cambio, que con las lecciones aprendidas. Vale mencionar que, todos los CCo's entre lecciones aprendidas y la familia de beneficios son bajos.
14. Beneficios Vs Procesos Operativos: Hay un significativo CCo entre los beneficios planificados e indirectos, con los procesos operativos. No obstante, en general, hay un bajo CCo entre ambas familias, por lo que da un indicio de que en los procesos operativos no se tienen presentes los beneficios.

15. Beneficios Vs Gestión del Riesgo: En la gestión del riesgo se tienen más presentes los beneficios planificados y negativos. Los demás beneficios presentan un CCo bajo en la gestión del riesgo.
16. Beneficios Vs Marco Temporal: A pesar de que, en general, hay un bajo CCo entre ambas familias, se evidencia que los beneficios que tienen asociado un marco temporal son aquellos que fueron planificados, especialmente a largo plazo.
17. Interesados Vs Comunicaciones: Se identifica que la realización de la evaluación, seguimiento e informes del beneficio está a cargo de los responsables, destacando que sus CCo's en los tres códigos son altos. Por otro lado, estas actividades de comunicación no tienen alto CCo con los beneficiarios.
18. Interesados Vs Roles Estratégicos: Los responsables con mayor CCo son los de rol estratégico de nivel intermedio, seguidos por los de nivel superior. Además, se destaca que los códigos "responsables" con "nivel inferior", poseen un CCo significativo que tiene potencial de ser alto. Por otro lado, los CCo's asociados a beneficiarios son bajos.
19. Interesados Vs Mejoramiento Continuo: Aunque en general los CCo son significativos, se destaca la participación de los responsables en la gestión del cambio. Por otro lado, se evidencia una menor participación, tanto de beneficiarios como de responsables, en el desarrollo de lecciones aprendidas.
20. Interesados Vs Procesos Operativos: Se muestra un alto CCo entre responsables y procesos operativos. Lo que muestra que los beneficiarios no se involucran en los procesos operativos de la operación.

21. Interesados Vs Gestión del Riesgo: Se muestra un alto CCo entre la gestión del riesgo y los responsables. Esto determina que todos los interesados se ven involucrados con los riesgos de la operación.
22. Interesados Vs Marco Temporal: En general se evidencian bajos CCo's entre ambas familias. No obstante, hay CCo's significativos entre los responsables y la temporalidad a corto y largo plazo. Esto muestra que la asociación a un marco temporal es tenida en cuenta por los responsables y no por los beneficiarios.
23. Comunicaciones Vs Roles Estratégicos: Hay un alto CCo entre la familia de comunicaciones y el rol estratégico de nivel intermedio. Sin embargo, el rol de nivel superior evidencia una fuerte relación con el código "evaluación" y unos CCo's significativos con los códigos "seguimiento" e "informes". Por otro lado, el rol de nivel inferior tiene bajos CCo's con toda la familia de comunicaciones.
24. Comunicaciones Vs Mejoramiento Continuo: Se identifica unos altos CCo's entre la gestión del cambio y la familia de comunicaciones, a diferencia con las lecciones aprendidas, donde su CCo's son significativos. Lo que da a entender que las comunicaciones se relacionan más con la gestión del cambio que con las lecciones aprendidas.
25. Comunicaciones Vs Procesos Operativos: La evaluación, el seguimiento y los informes están estrechamente relacionados con los procesos operativos.
26. Comunicaciones Vs Gestión del Riesgo: La evaluación, el seguimiento y los informes están estrechamente relacionados con la gestión del riesgo.

27. Comunicaciones Vs Marco Temporal: En general, los CCo's de ambas familias son significativos. Se destacan los informes en el largo, mediano y corto plazo; el seguimiento en el mediano y corto plazo y la evaluación en el corto plazo.
28. Roles Estratégicos Vs Mejoramiento Continuo: En su mayoría los CCo's entre ambas familias son bajos; sin embargo, el rol estratégico de nivel superior está altamente relacionado con la gestión del cambio. Se evidencia unos CCo's bajos entre los roles estratégicos y las lecciones aprendidas, lo que da a entender que no es claro cuales roles son responsables de las lecciones aprendidas.
29. Roles Estratégicos Vs Procesos Operativos: Los procesos operativos se concentran principalmente en roles de nivel intermedio.
30. Roles Estratégicos Vs Gestión del Riesgo: Hay unos altos CCo's entre los roles estratégicos de nivel superior e intermedio, con la gestión del riesgo. Por el contrario, el nivel inferior muestra una baja relación.
31. Roles Estratégicos Vs Marco Temporal: En su mayoría los CCo's de ambas familias son bajos. Se destaca la relación de los roles de nivel superior con la temporalidad a largo y mediano plazo y, la relación de roles de nivel intermedio con el corto plazo.
32. Mejoramiento Continuo Vs Procesos Operativos: El CCo entre ambas familias es significativo. Además, las lecciones aprendidas y la gestión del cambio se relacionan de igual manera con los procesos operativos.
33. Mejoramiento Continuo Vs Gestión del Riesgo: Hay un alto CCo entre ambas familias, en donde se resalta una mayor relación entre la gestión del cambio con la gestión de riesgos.

34. Mejoramiento Continuo Vs Marco Temporal: En general hay bajos CCo's entre ambas familias, pero las lecciones aprendidas y la gestión del cambio se presentan en su mayoría en el mediano plazo. La menor relación se da en el corto plazo.
35. Procesos Operativos Vs Gestión del Riesgo: Hay un alto CCo entre los procesos operativos y la gestión del riesgo, lo que indica que la gestión del riesgo contiene altos procesos operativos dada su importancia.
36. Procesos Operativos Vs Marco Temporal: Los procesos operativos se relacionan en una mayor proporción con el corto plazo y en una menor proporción con el largo plazo.
37. Gestión del Riesgo Vs Marco Temporal: En general hay un bajo CCo entre ambas familias. Sin embargo, la relación más significativa se da en el mediano plazo.

Teniendo los hallazgos, se continua con el análisis comparativo a partir de la revisión de literatura de las buenas prácticas, con las prácticas que se realizan en el mantenimiento del beneficio por la operación integrada del SIN halladas en este capítulo.

4. ANÁLISIS COMPARATIVO FRENTE AL REFERENTE TEÓRICO

Las prácticas relacionadas en la Tabla 2. son extraídas de los documentos *Benefits Realization Management Framework* y *Beyond the Project sustain benefits to optimize business value*, en los cuales se describen prácticas y actividades claves, consideradas como buenas prácticas para asegurar el mantenimiento del beneficio. En la columna “Hallazgos de Soporte” se menciona el número del hallazgo que sirvió de soporte para realizar el análisis, en la columna “Análisis comparativo” se describe el análisis realizado para identificar si la práctica es o no implementada en el sector. Por último, en la columna “Estado” se muestra una valoración del estado de implementación de la práctica, siendo entonces: “OK” cuando la práctica se encuentra implementada, “Mejora” cuando existen oportunidades de mejora para implementar completamente la práctica, y “No” cuando la práctica no ha sido implementada.

Tabla 5.

Matriz de análisis comparativo.

Buena Práctica	Hallazgos de Soporte	Análisis Comparativo	Estado
<p>1. Comunicación entre equipos: La frecuencia del diálogo es más que el volumen de documentación</p>	<p>17, 23, 25, 26.</p>	<p>Es evidente que existe una adecuada comunicación entre equipos (CND, CNO, CREG, UPME y MME), en donde se realizan evaluaciones, seguimientos y se presentan informes, relacionado con el impacto de los proyectos que finalmente lleva a una toma de decisiones. Estas comunicaciones se dan principalmente en las reuniones del CNO, a través de cartas como las que se envían al Ministerio de Minas y Energías (MME) y la Comisión de regulación de energía y Gas (CREG), comités de trabajo como el Comité</p>	<p>Ok. Buena práctica implementada en el sector.</p>

		Asesor del Planeamiento de la Transmisión (CAPT) y Comité Asesor de Comercialización (CAC), entre otros. Además, en las entrevistas se menciona que han mejorado los canales de comunicación mediante la utilización de aplicativos para video llamadas, <i>streaming</i> , <i>webinars</i> , etc.	
2. Realizar seguimiento a un programa de entrega de beneficios de los proyectos, para lo cual es importante definir una temporalidad de encuentros con las partes interesadas que permita planificar y ajustar el plan continuamente con el tiempo.	3, 9, 16, 27, 31, 34, 36, 37.	Existen los informes de mediano y largo plazo, Informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo (IPOEMP) e Informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo (IPOELP), en donde se presenta el impacto que tienen los nuevos proyectos en el SIN. Sin embargo, cuando se realiza la evaluación y seguimiento, en el corto plazo, del impacto de los proyectos, no se realiza una comparación con respecto a lo esperado en los informes. Por otro lado, se cuenta con un radar proyectos en donde se lleva el seguimiento de la Fecha de puesta en operación (FPO) esperada de los proyectos que se conectan al SIN. Sin embargo, no se presenta con una frecuencia claramente definida una actualización de los cambios ocurridos con respecto a la condición anterior. Al tener una periodicidad trimestral y semestral para el seguimiento del impacto de los proyectos en el SIN, se puede retrasar la toma de decisiones que permitan realizar ajustes la operación a corto plazo.	Mejora. Oportunidad de mejora en la implementación de la buena práctica en el sector.
3. Equipos interdisciplinarios: Poner a alguien del equipo de desarrollo de estrategias en el equipo del proyecto para asegurar la	12, 18, 23, 28, 29, 30, 31.	En el sector existe una amplia participación de diferentes actores que intervienen con el propósito de suministrar la energía de forma segura, confiable y económica. Sin embargo, en algunos espacios como en el CNO, debido a lo que estipula la misma regulación, es evidente la ausencia de agentes con pequeña participación en el mercado, transportadores y distribuidores, que pueden dar aportes significativos que garanticen el cumplimiento del objetivo del sector	Mejora. Oportunidad de mejora en la implementación de la buena práctica en el sector.

<p>transferencia de conocimiento; asignar operaciones a las personas con roles clave en el equipo del proyecto para que la “realidad operativa” sea considerada</p>		<p>ante cambios tecnológicos, como lo son las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), sistemas de almacenamiento de energía en baterías (SAEB), demanda desconectable voluntaria (DDV), micro redes, entre otros.</p>	
<p>4. Realizar evaluaciones posteriores al cierre de los proyectos</p>	<p>1, 3, 11.</p>	<p>No se evidencia una práctica formal para medir los diferentes tipos de beneficio que entrega el proyecto luego de su FPO.</p> <p>Se identifica la ausencia de informes que relacionen el impacto real del proyecto con respecto a las métricas de éxito pre-establecidas y a lo mencionado en el IPOEMP e IPOELP.</p> <p>A pesar de que se realiza evaluación y seguimiento de la confiabilidad y seguridad del suministro de energía en el SIN, se evidencia una falencia en la comunicación de los aportes indirectos, emergentes, tangibles e intangibles, que los proyectos le puedan dar al suministro confiable, seguro y económico de la energía.</p>	<p>No. No se evidencia implementación de la buena práctica.</p>
<p>5. Desarrollar casos de negocio para futuros proyectos que tengan en cuenta las necesidades operativas.</p>	<p>6, 13, 19, 24, 28, 32, 33.</p>	<p>En el sector eléctrico, la UPME elabora un plan de expansión indicativo basado en pronósticos de crecimiento de la demanda y señales de la condición operativa actual del SIN, con el apoyo del CAPT. Este plan de expansión es la base para la formulación de los proyectos que se van a conectar al sistema y contempla las necesidades operativas futuras para el momento en que se espera que ingresen.</p>	<p>Mejora. Oportunidad de mejora en la implementación de la buena práctica en el sector.</p>

		<p>Sin embargo, no se pudo evidenciar que los agentes promotores de los proyectos elaboran un caso de negocio alineado con este plan de expansión y con el cual puedan comprobar su aporte a la consecución de los objetivos del plan, tanto en su formulación como en la FPO real.</p> <p>Un buen caso de negocio puede ser muy útil para evaluar el impacto que tiene el retraso de la entrada en operación de los proyectos, y la pérdida de valor agregado atribuible de ello, lo cual podría traducirse en adecuadas penalizaciones (justas en magnitud) a los agentes promotores de los proyectos que presenten incumplimiento.</p>	
6. Realizar plan de mantenimiento de beneficios	4.	Se identifica que no existe un plan formal de Gestión de Beneficios, para la fase del mantenimiento del beneficio. Sin embargo, también es claro que el sector está ampliamente regulado, y sus procesos son definidos por la misma regulación. Por lo anterior, existe una inflexibilidad para poder planear actividades o procesos adicionales que aporten al sostenimiento del suministro confiable, seguro y económico de la energía, ya que se hace a través de cambios regulatorios.	No. No se evidencia implementación de la buena práctica.
7. Identificar y actuar de acuerdo con las necesidades actuales para mejoras futuras.	1, 6, 7, 13, 24, 25, 32, 33, 34.	Actualmente existe una condición crítica en el área Caribe relacionada con el incremento de restricciones eléctricas y operativas, que se traducen en aumento de la tarifa de la energía y de Demanda no atendida (DNA). Ante escenarios como los anteriores, se identifican soluciones y se toman decisiones desde el CND, CNO y la UPME, que finalmente pueden repercutir en cambios regulatorios por parte de la CREG. Por lo tanto, se están teniendo en cuenta las condiciones actuales del SIN para mejoras futuras, tanto en mediano, como en largo plazo.	Ok. Buena práctica implementada en el sector.

<p>8. Realizar gestión del riesgo</p>	<p>3, 15, 21, 26, 30, 33, 35, 37.</p>	<p>En el CND y CNO se comunican frecuentemente indicadores, señales o situaciones de riesgo, que pueden afectar el suministro confiable, seguro y económico de la energía. Como, por ejemplo: las informaciones asociadas a condiciones anormales de orden público, condiciones climáticas (fenómeno del Niño), mantenimientos de gran magnitud, posibles retrasos en la FPO de nuevos proyectos, condiciones operativas inflexibles, etc. Estas señales se comunican mediante diferentes mecanismos.</p> <p>Por un lado, en el corto plazo, los agentes transmiten su condición energética y percepción del riesgo mediante la oferta diaria de energía.</p> <p>Por otro lado, en las reuniones del CNO, el CND presenta los análisis energéticos de mediano plazo y la situación operativa actual del SIN ante diferentes escenarios hidrológicos. En caso de identificarse condiciones críticas, se toman decisiones para mitigar, evitar o eliminar el riesgo asociado.</p> <p>Finalmente, cada uno de los actores, realiza una gestión de riesgo interno que busca evitar penalizaciones por incumplimientos de OEF, cumplimiento de contratos, o riesgos financieros, etc. Que se ven reflejados en un menor riesgo sistémico, de mercado, operativo, etc.</p>	<p>Ok. Buena práctica implementada en el sector.</p>
<p>9. Medir y monitorear el progreso de los beneficios, realizando informes de rendimiento y resultado</p>	<p>1, 3, 12, 17, 23, 27.</p>	<p>Actualmente el CND realiza seguimiento a la operación real del sistema, en donde utilizan indicadores y métricas de éxito para medir la confiabilidad y seguridad del SIN; a corto, mediano y largo plazo; que luego son comunicados en el CNO.</p>	<p>Mejora. Oportunidad de mejora en la implementación de la buena práctica en el sector.</p>

<p>para compartir con los interesados.</p>		<p>Por otro lado, la CREG realiza estudios sectoriales, que buscan garantizar que el suministro de la energía sea confiable, seguro y económico ante cambios tecnológicos, crecimiento de la demanda, y necesidades ambientales.</p> <p>Se identificó una oportunidad de mejora en la medición y monitoreo de beneficios diferentes a los planificados durante la operación.</p>	
<p>10. Capturar y tener en cuenta las lecciones aprendidas para minimizar las ocurrencias de problemas graves en el futuro.</p>	<p>6, 13, 19, 24, 28, 33, 34.</p>	<p>En algunos casos se tienen en cuenta las lecciones aprendidas para tomar decisiones que mitiguen riesgos y mantener la operación confiable, segura y económica.</p> <p>Por otro lado, también pueden conducir a cambios regulatorios, como, por ejemplo, los que se dieron luego del fenómeno del Niño 2015-2016, relacionados con las nuevas definiciones del precio de escasez y actualmente con lo que se propone de los llamados “cisnes negros” (eventos de baja probabilidad, pero de alto impacto). Sin embargo, las lecciones aprendidas no están quedando registradas en un repositorio único.</p> <p>No es claro quién debería informar y registrar las lecciones aprendidas, ni cada cuanto se socializan con las partes interesadas.</p>	<p>Mejora. Oportunidad de mejora en la implementación de la buena práctica en el sector.</p>
<p>11. Redefinir y reordenar las funciones y responsables del beneficio, aun cuando se sabe, que el mantenimiento de beneficios es en gran</p>	<p>5, 10, 12, 18, 22, 23, 28, 29, 30, 31.</p>	<p>El suministro de la energía de forma segura, confiable y económica se reconoce como el fundamento bajo el cual se realiza la coordinación, supervisión, planeación, definición de aspectos técnicos y cambios regulatorios de la operación integrada del sistema. Esto permite tener varios actores con unos roles definidos que apuntan al mismo objetivo.</p>	<p>Ok. Buena práctica implementada en el sector.</p>

<p>parte responsabilidad de operaciones.</p>		<p>Por ejemplo, el CNO, que es considerado uno de los principales responsables del mantenimiento del beneficio, está conformado por diferentes agentes del sector y dividido en subcomités que le apuntan a un objetivo específico.</p> <p>Además, cada año se definen los participantes e invitados de cada subcomité y comité. Todos con el propósito de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del SIN sea confiable, segura y económica, y ejecutar del reglamento de operación.</p>	
<p>12. Comparar la estimación original de tiempo de entrega con el tiempo de entrega real del beneficio, para tener unas estimaciones más cercanas a la realidad.</p>	<p>1, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 11, 14, 16, 17, 23, 24, 25, 26, 27.</p>	<p>El CND realiza una planificación de la operación, en diferentes ventanas de tiempo, en donde se tienen en cuenta aspectos eléctricos y energéticos, con los que se definen recomendaciones para el despacho de las centrales de generación y la programación de mantenimientos. Estas recomendaciones buscan la seguridad y confiabilidad del sistema, pero en algunos casos conducen a un mayor costo de la energía. Esta planificación es la estimación base para la consecución del beneficio, sin embargo, no está siendo comparada con la realidad luego de la operación. Esta comparación podría ayudar a identificar márgenes de seguridad más precisos y evitar sobrecostos.</p> <p>Por otro lado, otra fuente de impacto directo en la operación es la entrada tardía de los proyectos de generación y transmisión. El CND tiene un radar de proyectos, que presenta al CNO, para hacer seguimiento a la FPO de estos proyectos y el posible impacto que puede tener la entrada o no entrada en operación de estos. Sin embargo, esta herramienta no se utiliza para comparar el cambio que ha tenido el radar de proyectos con respecto a su último escenario.</p>	<p>Mejora. Oportunidad de mejora en la implementación de la buena práctica en el sector.</p>

<p>13. Continuidad de los recursos: Transición de algunos miembros clave del equipo del proyecto a funciones operativas al finalizar el proyecto.</p>	<p>4, 12, 18, 19, 20, 21, 29.</p>	<p>Se destaca que, el CNO está conformado por agentes propietarios, representantes y ejecutores de proyectos de generación y transmisión, lo cual brinda un punto de vista transversal en la operación de los proyectos. Sin embargo, según la ley 143 de 1994, sólo algunos agentes, que cumplan ciertas condiciones, tienen participación en el CNO. Esto excluye a algunos agentes que pueden dar aportes significativos por su conocimiento en el manejo de nuevas tecnologías, como FERNC, entendiéndose que la ley permite que ingresen como invitados, pero sin poder de decisión.</p>	<p>Mejora. Oportunidad de mejora en la implementación de la buena práctica en el sector.</p>
<p>14. Diversidad de la experiencia en individuos: En algunas grandes organizaciones con un fuerte enfoque de desarrollo profesional, las personas más experimentadas han “probado” las tres fases: identificación, ejecución y mantenimiento del beneficio.</p>	<p>4, 18.</p>	<p>Se evidencia la experiencia de los miembros que hacen parte del CNO y CND. La gran mayoría han tenido la oportunidad de trabajar en la formulación, ejecución y operación de los proyectos, que hacen parte del SIN. Por otro lado, tienen la posibilidad de recibir capacitación profesional, a través de plataformas, webinars, congresos, eventos, entre otros.</p>	<p>Ok. Buena práctica implementada en el sector.</p>
<p>15. Planificar los cambios operacionales, financieros y de comportamiento necesarios, para que los responsables del</p>	<p>6, 11, 13, 19, 24, 28, 32, 33, 34.</p>	<p>Los cambios regulatorios en el sector son muy frecuentes, dado el desarrollo de nuevas tecnologías y formas de consumo de la energía. Estos cambios pueden ser de carácter técnico, operativo o de mercado, y se evalúan antes de entrar oficialmente, buscando entender su impacto en el suministro de la energía confiable, segura y económica.</p>	<p>Mejora. Oportunidad de mejora en la implementación de la buena práctica en el sector.</p>

beneficio de los proyectos y programas continúen monitoreando el desempeño de los beneficios.			
16. Implementar el control de cambios requerido, con base en el nivel de tolerancia definido y tomar medidas correctivas.	1, 4, 6, 8, 13, 15, 24, 28, 32, 33, 34.	<p>Actualmente, en el seguimiento de la entrada en operación de los proyectos, se evalúa el posible impacto que los mismos pueden generar al ser ejecutados o no. Sin embargo, no se evidencia un plan de acción formal, en un tiempo definido, que dé respuesta a cualquier posible retraso en la entrada de los proyectos.</p> <p>Tampoco se identifica un nivel de tolerancia permisible, respecto al retraso en la entrada de los proyectos, en el que se deban tomar decisiones preventivas.</p>	No. No se evidencia implementación de la buena práctica.
17. Compartir información crucial sobre la forma como los resultados contribuyen al éxito del negocio.	3, 11, 17, 23, 24, 25, 26.	<p>Se evidencia que existen informes, comunicados, investigaciones, estudios y demás, que son compartidos por los diferentes actores del sector, a través de sus páginas web, redes sociales, noticias y demás medios de divulgación.</p> <p>Vale destacar que, en ellos, no solo se comparte la información positiva, sino también aquella que afecta la coordinación de la operación integrada del SIN.</p>	Ok. Buena práctica implementada en el sector.
18. Facilitar la mejora continua mediante el intercambio y la transferencia de conocimientos,	13, 19, 24, 28, 32, 34.	Como se puede evidenciar en los últimos estudios de la Misión de Transformación Energética, promovidos por el MME, con los que se espera facilitar la incorporación de nuevos agentes, tecnologías y esquemas transaccionales en el mercado, aportando experiencia y conocimiento de un grupo de expertos nacionales e internacionales.	Ok. Buena práctica implementada en el sector.

incluidas las lecciones aprendidas.		Lo cual confirma que se tienen en cuenta lecciones aprendidas de otros países para la mejora continua del sector eléctrico.	
19. Realizar seguimiento continuo a la conveniencia del nuevo proyecto u otros factores de cambio.	1, 2, 4, 6, 7, 8, 9, 11, 24, 25, 27, 33.	<p>A pesar de que los proyectos se formulan con base en las indicaciones de los planes de expansión, y se evalúa cual va a ser su contribución a la confiabilidad y seguridad del sistema, previo a su entrada en operación. Se identifica, que no hay una evaluación continua de su aporte a la confiabilidad, seguridad y economía del suministro de la energía.</p> <p>También se identificó, que la conveniencia de los proyectos se ve afectada por factores externos como retraso de otros proyectos, aspectos sociales y ambientales, cambios regulatorios, etc. Lo que refuerza la necesidad de un seguimiento continuo.</p>	Mejora. Oportunidad de mejora en la implementación de la buena práctica en el sector.

Nota: Tabla propia de los autores del trabajo de investigación, basada en el análisis y hallazgos encontrados a partir de un proceso metodológico soportado bajo el software de Atlas.Ti y la bibliografía referenciada en este documento.

Según el análisis anterior, de las 19 buenas prácticas identificadas en la literatura, se dedujo que el sector eléctrico: implementa siete (37%), nueve (47%) tienen oportunidad de mejora en su implementación y tres (16%) no son implementadas.

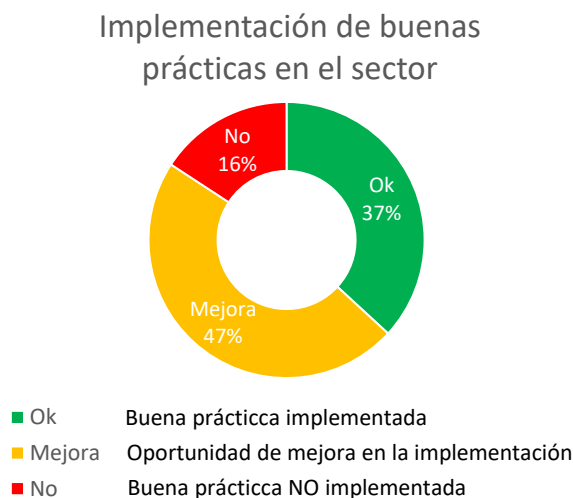


Ilustración 32. Implementación de buenas prácticas en el sector eléctrico colombiano. Fuente: propia de los autores.

Para determinar si una buena práctica es implementada o no, se utilizó la valoración por juicio de expertos, con lo que se determinó el Porcentaje de Implementación (PI) de cada una, en donde: una buena práctica implementada tiene un PI entre el 80% y 100%, una con oportunidad de mejora tiene un PI entre el 20% y 70%, y finalmente, una no implementada tiene un PI inferior al 20%. Esta valoración es soportada por los hallazgos mencionados en la Tabla 5., y la información mencionada en el marco conceptual.

Además, se valoró el Nivel de Importancia (NI) de cada buena práctica, teniendo en cuenta la siguiente clasificación:

Tabla 6

Escala de clasificación del Nivel de Importancia.




















NIVELES DE IMPORTANCIA	VALOR
Nada Importante	1
Poco Importante	2
Neutral	3
Muy Importante	4
Totalmente Importante	5

Nota: Tabla creada por los autores de la investigación.

A continuación, se muestra la tabla con el PI y el NI correspondiente a cada buena práctica, en donde los indicadores de colores hacen referencia al estado de la buena práctica: **Ok**; **Mejora** y **No**.

Tabla 7

Porcentaje de Implementación y Nivel de Importancia de las buenas prácticas para el mantenimiento de los beneficios en la Operación Integrada del SIN.

ID Buena Práctica (b)	PI	NI
1	 95%	5
2	 47%	5
3	 65%	4
4	 7%	4
5	 50%	3
6	 5%	4
7	 83%	4
8	 98%	5
9	 50%	3
10	 28%	5
11	 100%	4
12	 47%	3
13	 68%	2
14	 98%	4
15	 78%	4
16	 13%	5
17	 100%	3
18	 87%	5
19	 72%	5

Nota: Tabla creada por los autores de la investigación.

Esto se hizo con el fin de poder estimar el Nivel de Implementación General (NIG) de las buenas prácticas para el mantenimiento de beneficios en la operación integrada del SIN. Para ello se utilizó la siguiente fórmula, donde b corresponde a cada buena práctica:

$$NIG = \frac{\sum PI_b * NI_b}{\sum NI_b} \quad \text{Ecuación 2}$$

Del análisis anterior, se puede afirmar que el sector eléctrico colombiano implementa en un 62% el conjunto de buenas prácticas listado en la Tabla 5.

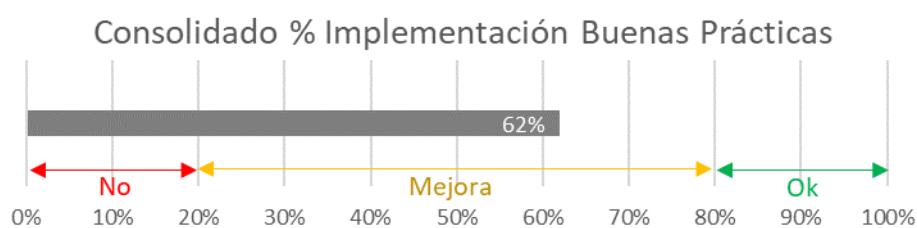


Ilustración 33. Porcentaje de implementación de buenas prácticas para el mantenimiento del beneficio en el sector eléctrico colombiano. Fuente: propia de los autores.

Finalmente, es importante mencionar que todos los hallazgos sirvieron para soportar al menos uno de los análisis realizados a las buenas prácticas, además, se resalta que el hallazgo más utilizado como soporte fue el número 24, el cual asocia las categorías “Comunicaciones” y “Mejoramiento Continuo”. En la Ilustración 34 se muestra la frecuencia con la que se utilizó cada uno de los hallazgos como soporte y, a su vez, se hace una agrupación de estos indicando las categorías que tuvieron mayor relación en cada uno de los conjuntos. Los mencionados como transversales, son aquellos que tuvieron una asociación similar en todos los conjuntos.

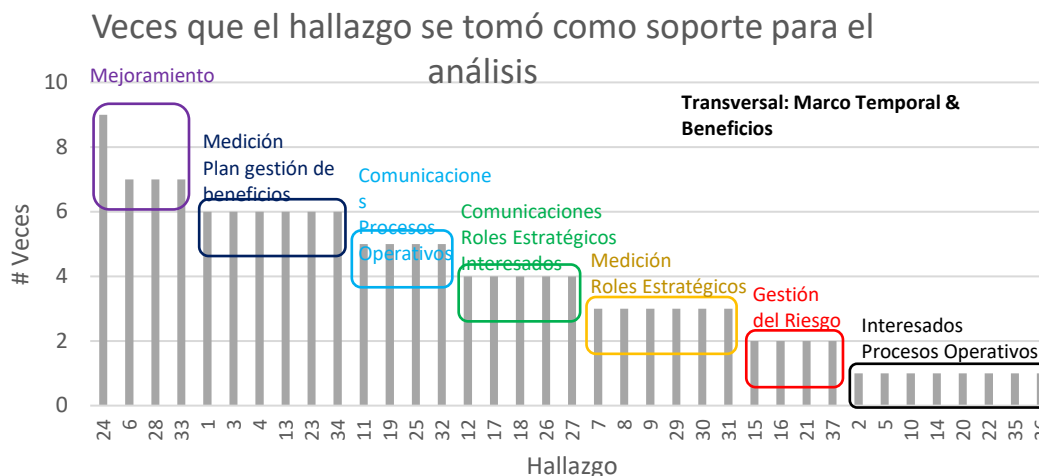


Ilustración 34. Frecuencia de utilización de los hallazgos como soporte para el análisis. Fuente: propia de los autores.

Posterior al análisis y buscando la manera de aportar al mantenimiento de los beneficios que hace la operación integrada del SIN, en la implementación y mejoramiento de las 12 prácticas que no cumplen en su totalidad o que requieren mejoramiento, se entregan sugerencias para que posteriormente puedan determinar la viabilidad o no, de su implementación y ajuste respectivo.

Estas sugerencias se basan en la entrega de la descripción de entradas necesarias para la realización de cada práctica, las posibles herramientas y técnicas para desarrollar la práctica y las salidas que se obtienen como consecuencia de la ejecución de esta. Igualmente, se sugiere un conjunto de actividades para el desarrollo de la práctica que se podrían articular en procesos soportados por la regulación de la operación integrada del SIN.

• Seguimiento a programa de entrega de Beneficios:

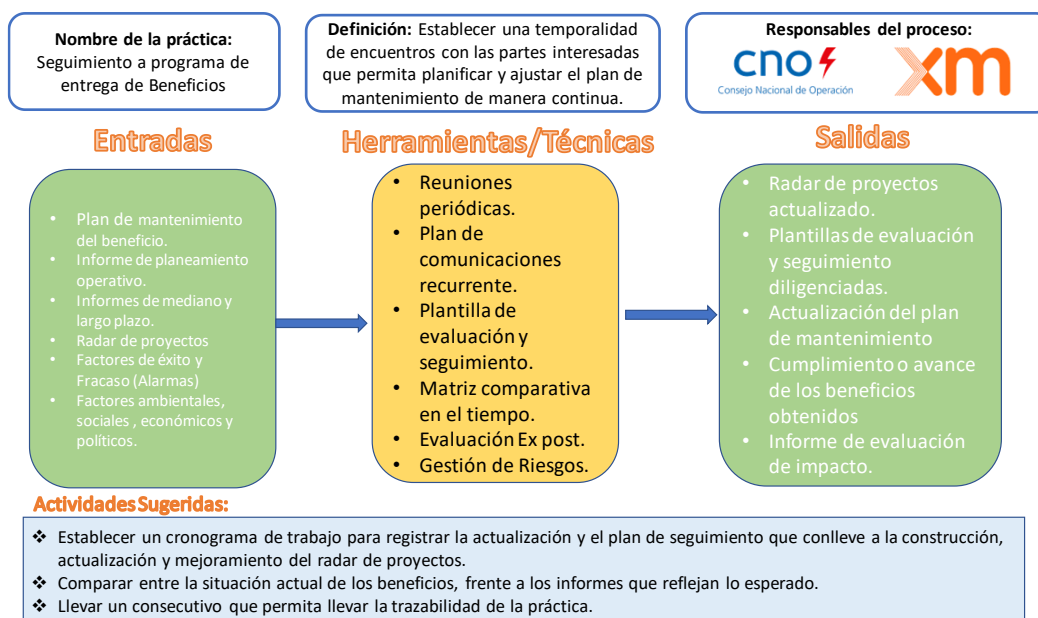


Ilustración 35. Sugerencia para la realización de la práctica de seguimiento a programa de entrega de Beneficios. Fuente: propia de los autores

• Equipos interdisciplinarios:

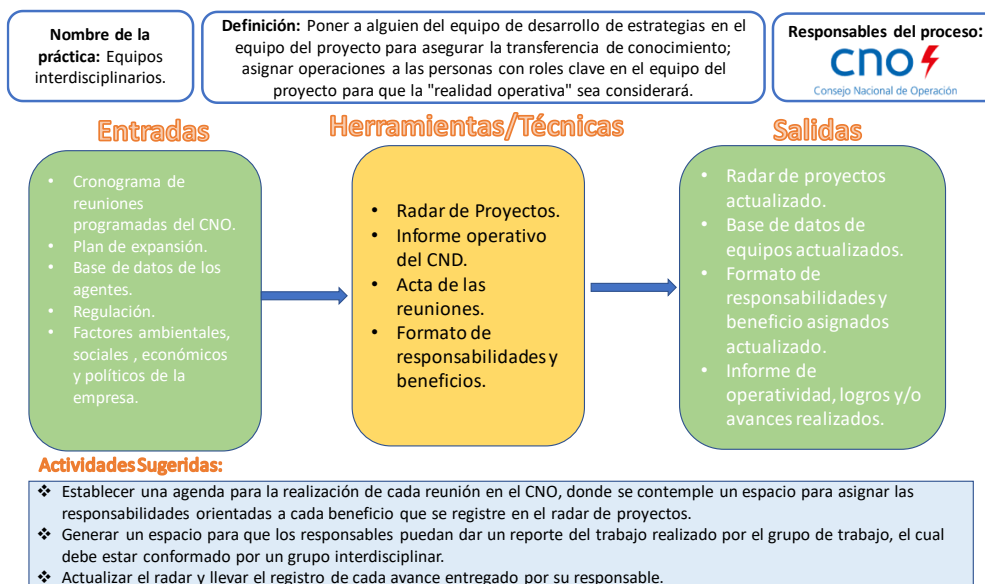


Ilustración 36. Sugerencia para la realización de la práctica de equipos interdisciplinarios. Fuente: propia de los autores

- **Realizar evaluaciones posteriores al cierre de los proyectos:**

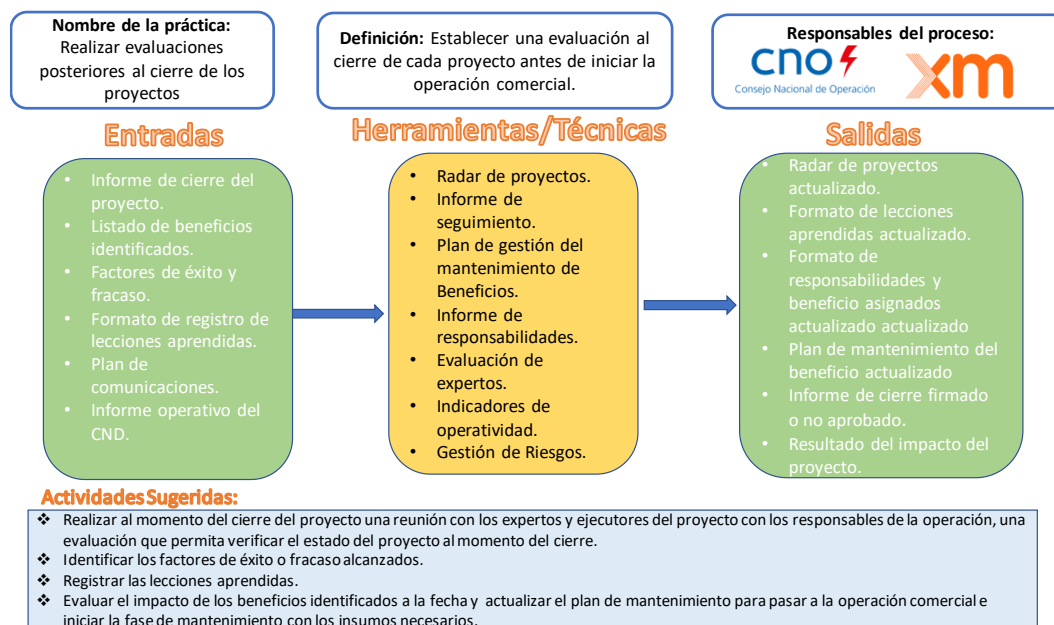


Ilustración 37. Sugerencia para la realización de la práctica de realizar evaluaciones posteriores al cierre de los proyectos. Fuente: propia de los autores

- **Desarrollar casos de negocio para futuros proyectos:**

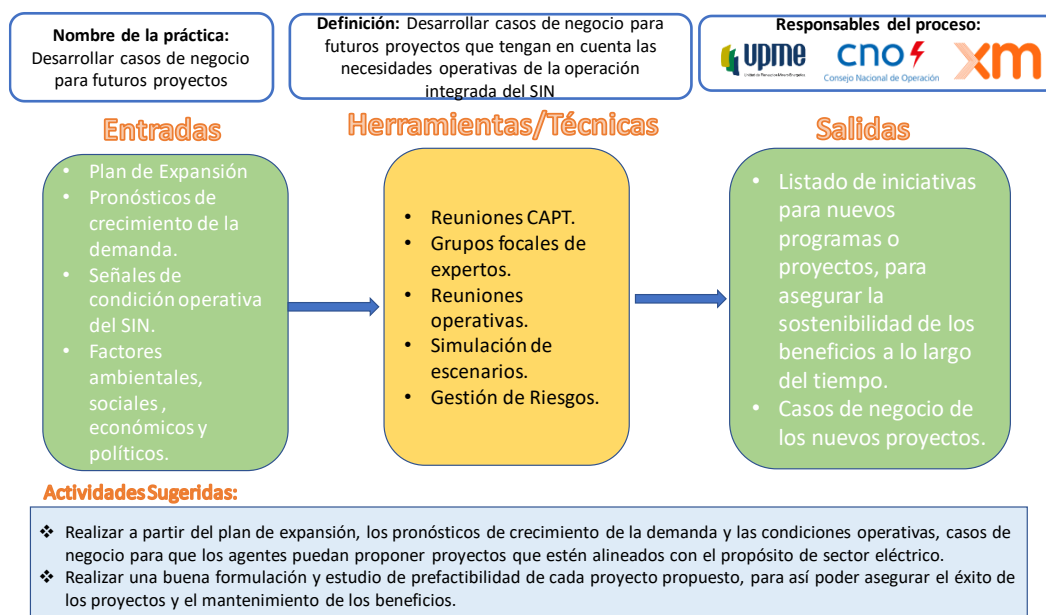


Ilustración 38. Sugerencia para la realización de la práctica de desarrollar casos de negocio para futuros proyectos. Fuente: propia de los autores

- **Realizar plan de mantenimiento de Beneficios:**

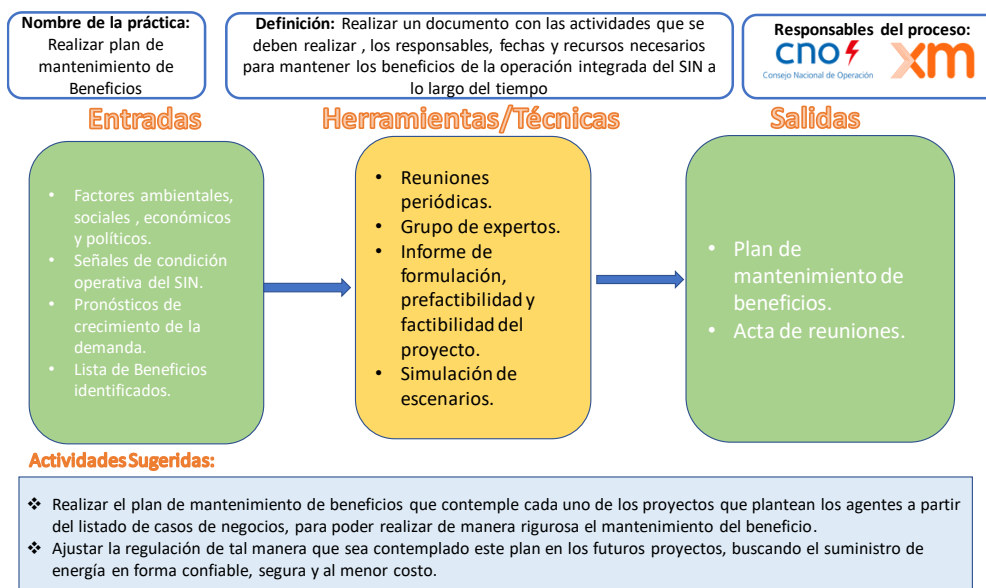


Ilustración 39. Sugerencia para la realización de la práctica de realizar plan de mantenimiento de Beneficios. Fuente: propia de los autores

- **Medir y monitorear el progreso de los beneficios:**

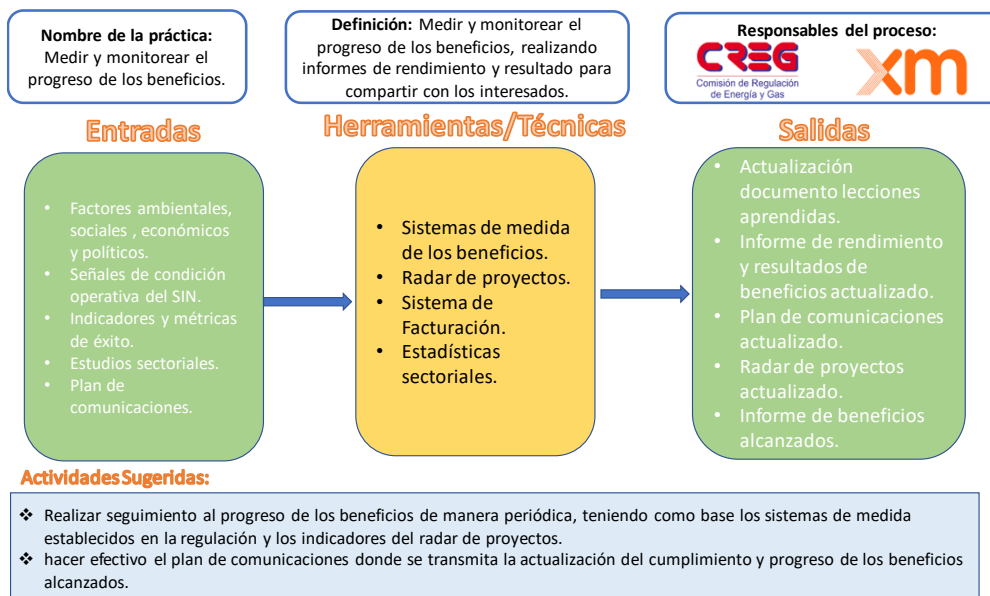


Ilustración 40. Sugerencia para la realización de la práctica de medir y monitorear el progreso de los beneficios. Fuente: propia de los autores

- **Lecciones aprendidas:**

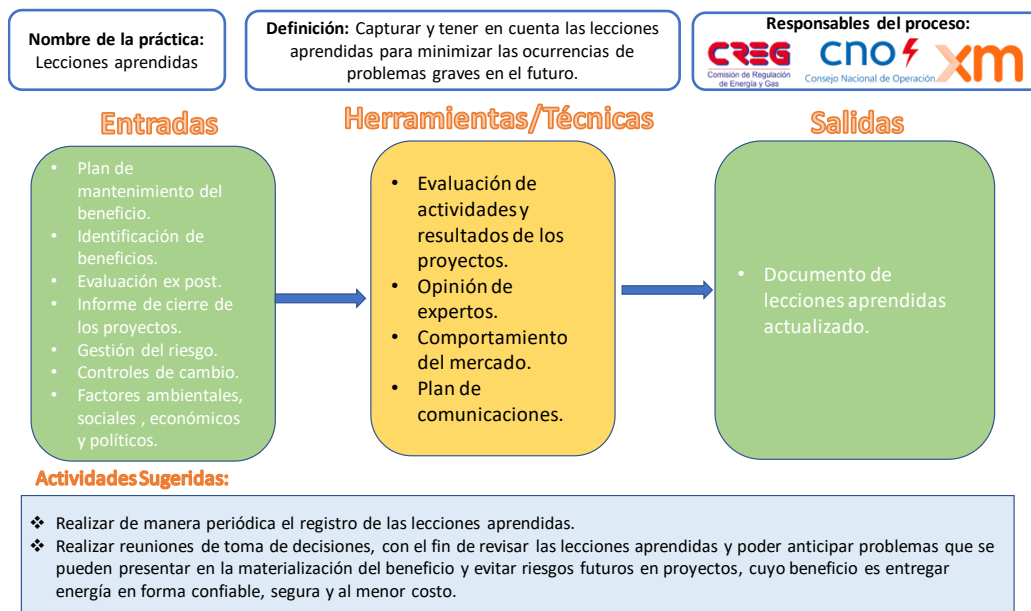


Ilustración 41. Sugerencia para la realización de la práctica de lecciones aprendidas. Fuente: propia de los autores

- **Comparar la estimación original de tiempo de entrega con el tiempo de entrega real del beneficio:**

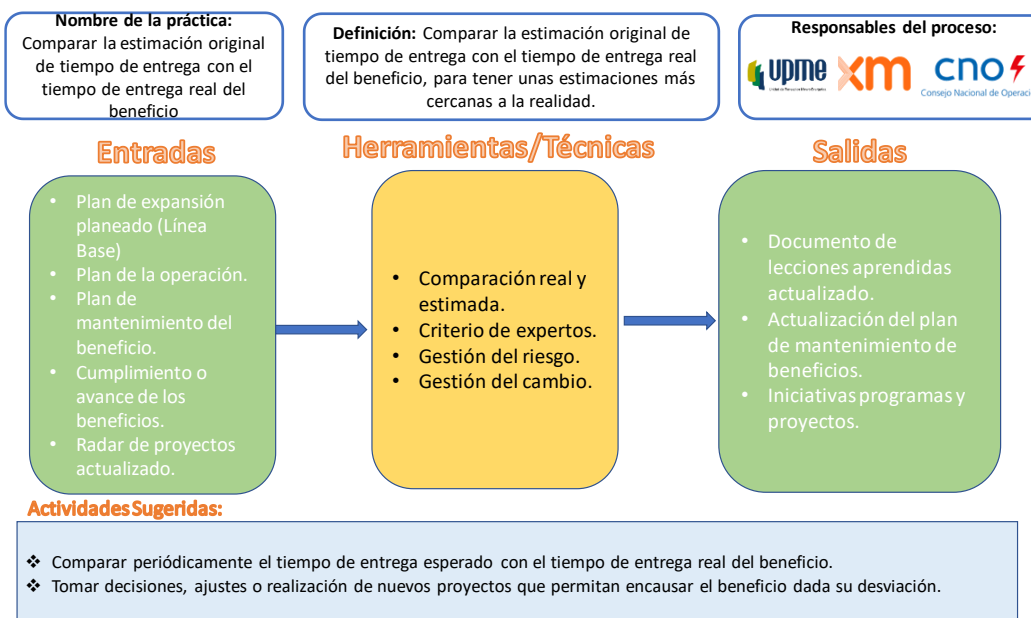


Ilustración 42. Sugerencia para la realización de la práctica de comparar la estimación original de tiempo de entrega con el tiempo de entrega real del beneficio. Fuente: propia de los autores

- **Continuidad de los recursos:**

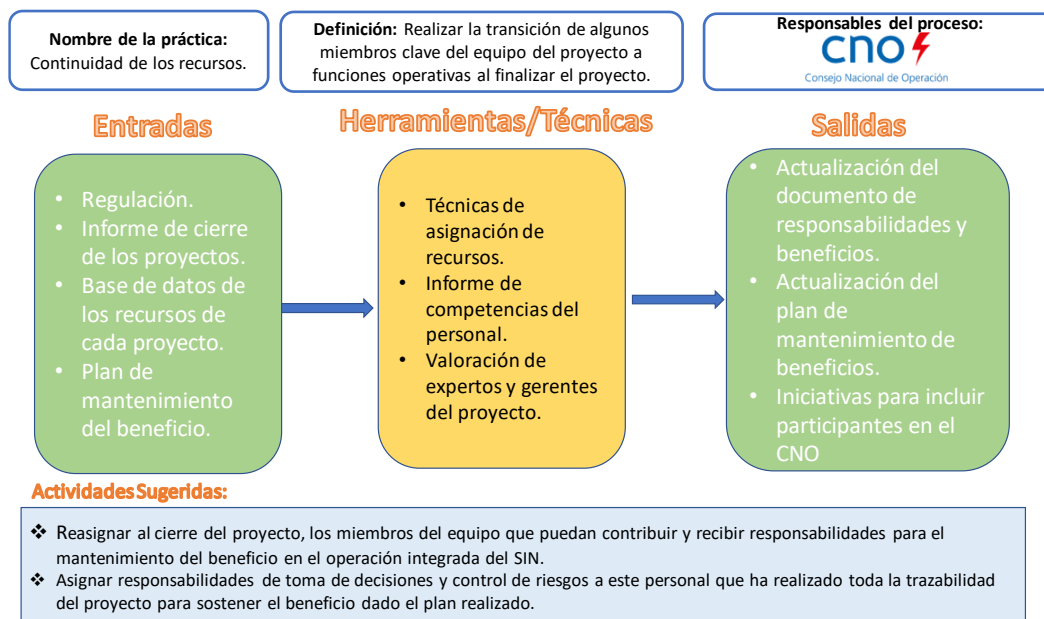


Ilustración 43. Sugerencia para la realización de la práctica de continuidad de los recursos. Fuente: propia de los autores.

- **Planificar los cambios operacionales, financieros y de comportamiento necesarios.**

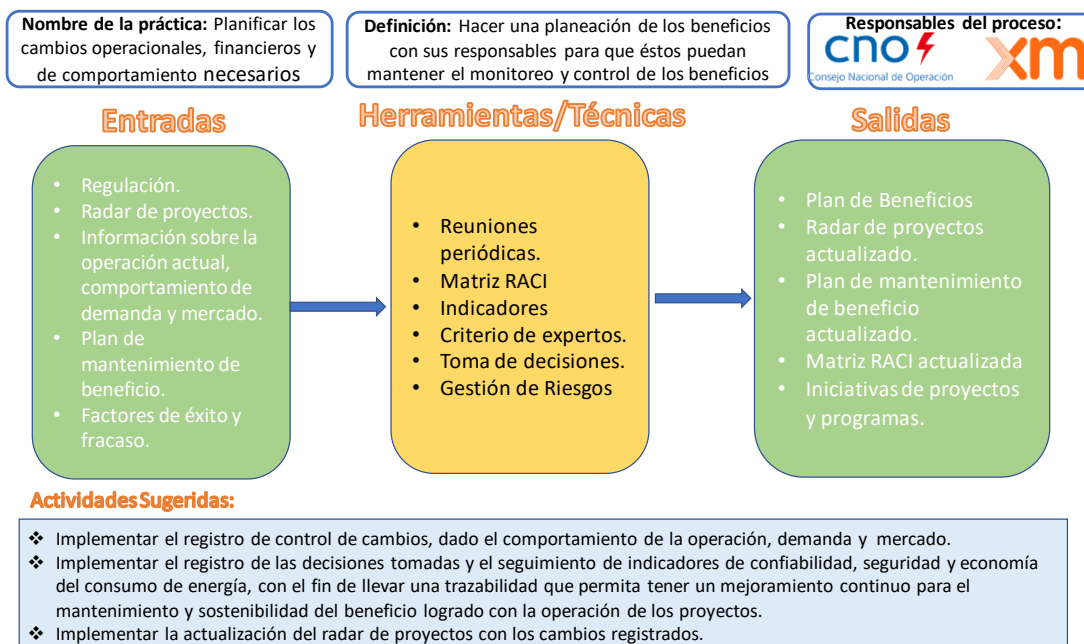


Ilustración 44. Sugerencia para la realización de la práctica de planificar los cambios operacionales, financieros y de comportamiento necesarios. Fuente: Propia de los autores

- **Control de cambios:**



Ilustración 45. Sugerencia para la realización de la práctica de control de cambios. Fuente: propia de los autores

- **Conveniencia del nuevo proyecto u otros factores de cambio:**

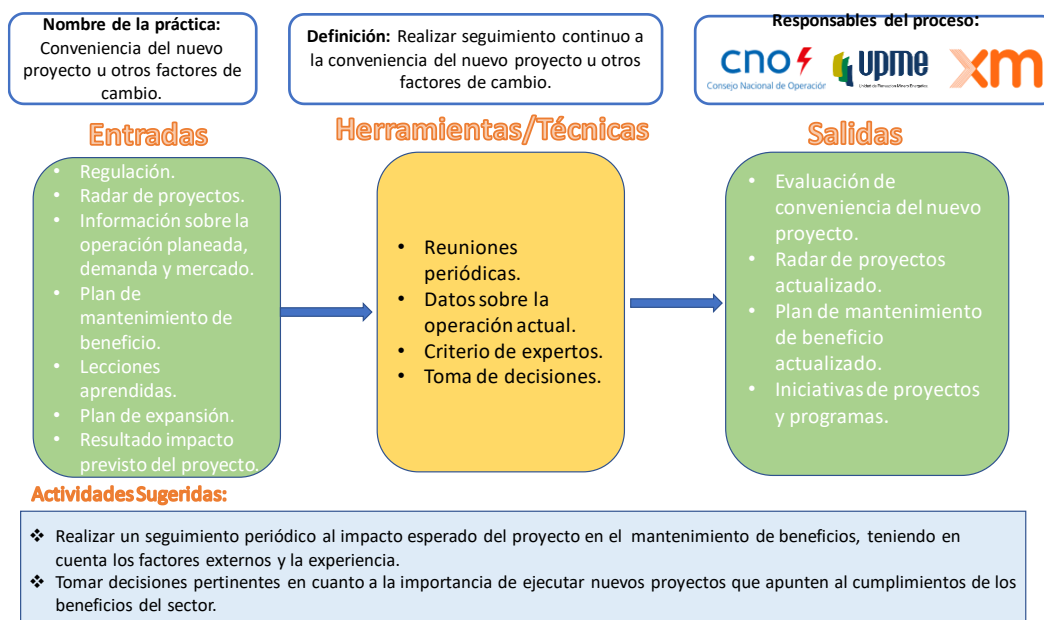


Ilustración 46. Sugerencia para la realización de la práctica de conveniencia del nuevo proyecto u otros factores de cambio. Fuente: propia de los autores

5. VALIDACIÓN DE LOS EXPERTOS FRENTE AL REPORTE DE

6. RESULTADOS

Posterior a tener los hallazgos y el análisis comparativo, se realizó la validación con expertos del sector. Las observaciones y comentarios generales se listan a continuación y en el **ANEXO F**. Validación y comentarios de los expertos, al análisis comparativo. se puede encontrar el detalle de la respuesta entregada por cada experto.

1. **Ing. Gustavo Cerón:**

“El trabajo es muy bueno: nos ayudará a mejorar la Operación del Sistema y nos obliga a mirar los Beneficios como un plus a las actividades que estamos realizando.

Mil gracias y felicitaciones!!!” (Respuesta textual)

2. **Professional Senior Power and Fuel Portfolio Management Enel-Emgesa, miembro del Subcomité de Planeamiento Operativo y Comité de Operación del CNO.**

“Es un excelente trabajo, que nos permite a las personas del sector evidenciar las buenas prácticas y las falencias desde aspectos Macro, y es posible detectar rápidamente cuáles serán los focos donde el gremio debe esforzarse. De tu trabajo pude concluir que un ítem muy importante son los análisis expost y la evaluación de resultados de proyectos, que en la actualidad no se realizan de manera formal.” (Respuesta textual)

3. **Professional Senior Power and Fuel Portfolio Management Enel-Emgesa, miembro del Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica, y Comité de Operación del CNO.**

“Están muy chévere los resultados, muy bacano. Pues es chévere que un estudio así muestre lo que veíamos desde el principio cuáles eran las quejas del sistema y de los operadores. Muy bacano y felicitaciones.” (Respuesta textual)

7. CONCLUSIONES.

- En la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, se implementa en un 62% el conjunto de buenas prácticas para el mantenimiento del beneficio, listadas en la matriz de análisis comparativo, Ver Tabla 5. En donde, el 37% de las prácticas se encuentran correctamente implementadas, 47% tienen oportunidades de mejora y el 16% restante no están implementadas.
- Dentro de las buenas prácticas que se identificaron como implementadas en la operación integrada del SIN, se destaca que: existen canales de comunicación y una frecuencia definida en el dialogo entre los interesados; se toman medidas para mejoras futuras en el corto, mediano y largo plazo ante las necesidades actuales; se hace una adecuada gestión del riesgo para garantizar la operación segura, confiable y económica del SIN; se tienen claras las responsabilidades de los actores del sector; se tiene participación de agentes, ejecutores de proyectos, en el mantenimiento del beneficio; se evidencia diversidad en la experiencia de los individuos; se planifican los cambios operacionales, financieros y de comportamiento a través de ajustes regulatorios; se comparte la información de los resultados de la operación integrada del SIN (aspectos positivos, negativos y de interés general); y por último, se evidencia una mejora continua gracias a la transferencia de conocimientos entre los distintos actores del sector y grupos de expertos en relación con nuevas tecnologías y lecciones aprendidas de otros países, que contribuyen a impulsar ajustes en la operación integrada del SIN.

Lo anterior ha contribuido a que se tenga un sistema seguro y confiable, pues ha permitido contemplar y superar diferentes condiciones atípicas como fenómenos del niño y eventos de gran magnitud en el SIN.

- Dentro de las buenas prácticas con oportunidades de mejora, para su implementación en la operación integrada del SIN, se destaca que: no está definida una temporalidad para el seguimiento al programa de entrega beneficios, realizado mediante el radar de proyectos; existen equipos multidisciplinarios pero no hay una participación permanente de otras partes interesadas como pequeños agentes; se mide y monitorea el beneficio de suministro de energía confiable, segura y económica, a través de indicadores y métricas de éxito, pero esto no se realiza para otro tipo de beneficios; las lecciones aprendidas solamente se registran cuando suceden eventos de gran impacto; se tienen herramientas para hacer seguimiento al cumplimiento del plan de expansión, pero los resultados del escenario actual no son contrastados contra el plan de expansión original; y por último, se realiza un seguimiento a la entrada en operación de los proyectos, pero no es claro si se realiza una evaluación constante de su aporte al suministro de energía en forma confiable, segura y económica. Con lo anterior se evidencia que en general hay oportunidades de mejora asociadas con el seguimiento de la entrada en operación de los proyectos y su impacto en los beneficios esperados, al mejorar estos aspectos se pueden tomar decisiones y formular iniciativas en forma oportuna que aporten a que la operación del SIN sea más económica, pues se dispone de mayor cantidad de recursos que aporten seguridad y confiabilidad a menor costo.
- Dentro de las buenas prácticas consideradas como no implementadas en la operación integrada del SIN, se destaca que: hay debilidades en el registro y medición de los

diferentes beneficios que se dan después del cierre de los proyectos y en general en la operación integrada; existe una debilidad en el desarrollo de casos de negocios por los agentes promotores de proyectos, lo que puede llevar a que se realicen proyectos que no necesariamente son los que generan el mayor valor agregado al objetivo principal del sector; no se evidencian criterios de decisión para la implementación de un control de cambios en la operación; y por último, no existe un plan de mantenimiento de beneficios, pues su elaboración depende de lo establecido por la ley, regulación y acuerdos. Con base en lo anterior, se identifica que al implementar estas prácticas en la operación integrada del SIN se contribuye a la selección de los proyectos más convenientes y un adecuado control de cambios en la operación, que esté enmarcado en un plan, lo que permite tener una operación segura y confiable a un menor costo.

8. RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS.

Recomendaciones:

- Como oportunidad de mejora se recomienda definir una temporalidad específica idealmente mensual o incluso quincenal, para realizar seguimiento al **radar de proyectos** actualizado y con base a este, realizar la evaluación del impacto respecto al plan establecido en el IPOELP, esto hará más oportuna la toma de decisiones que permitan ajustar en el corto plazo para no impactar la planeación futura.
- Se recomienda considerar la participación permanente de los pequeños agentes dentro del CNO, en especial de los que se encuentran desarrollando proyectos relacionados con FERNC. Teniendo en cuenta que, si el equipo del proyecto tiene presente el impacto y los resultados esperados con la entrada del proyecto que están

ejecutando, pueden oportunamente ajustar su ejecución y contribuir a garantizar que la operación integrada del SIN no sufra variaciones significativas.

- Se recomienda establecer un plan de mantenimiento de beneficios en donde se formalicen con temporalidad y responsable las actividades de seguimiento, evaluación y toma de decisiones dentro de la operación integrada del SIN, teniendo presente lo establecido por la LEY 143 de 1994, donde este plan podría contener formatos establecidos para el registro de lecciones aprendidas, gestión del riesgo, comunicaciones, entre otros. Lo anterior, en pro de garantizar que la operación integrada suministre energía de forma confiable, segura y económica.
- Se podría tener formalizada una herramienta de registro, medición y monitoreo de aquellos beneficios tangibles, intangibles, directos, indirectos, negativos, entre otros, que se entregaron después del cierre de cada proyecto y que aparecen durante la operación integrada dentro del SIN.
- Se recomienda establecer un documento de registro de lecciones aprendidas; así mismo una temporalidad para su revisión y el responsable de llevar a cabo el seguimiento y registro de estas.
- Aunque el perfil de los miembros del CNO ya está establecido en la Ley, es recomendable garantizar la transferencia de conocimiento de todos los agentes ejecutores de proyectos, dado que el conocimiento adquirido durante la ejecución de cada proyecto es importante para garantizar que la realidad operativa del proyecto contribuya y se aproveche de la mejor manera para la toma de decisiones oportunas y eficientes relacionadas con la operación integrada del SIN.

- Se recomienda implementar un control de seguimiento de los tiempos reales del proyecto vs los tiempos esperados de ejecución y cierre de los mismos. Por otro lado, se recomienda establecer un indicador de criticidad que permita la toma de decisiones oportuna dentro de un tiempo de respuesta establecido, que permita ajustar el plan de acuerdo con la nueva realidad del escenario de proyectos.
- Se recomienda establecer un documento o herramienta que permita realizar el seguimiento del desempeño del suministro de la energía en forma confiable, segura y económica como resultado de la operación integrada del SIN. Este documento podría evidenciar el progreso o no, del avance en el cumplimiento de este objetivo y podría impulsar a la toma de decisiones oportunas para conseguir el mejoramiento continuo del mismo.
- Se recomienda elaborar un informe con una evaluación ex post de las señales y recomendaciones dadas por el CND, en donde se refleje qué tan acertadas estuvieron con respecto a la operación real y las acciones de mejora que se van a tomar para tener mejores recomendaciones operativas. Esto puede conducir a reducciones en el costo de las restricciones, al tener márgenes de seguridad cada vez más adecuados: Ni muy pequeños que pongan en riesgo la seguridad y confiabilidad del sistema, ni muy grandes que generen sobrecostos innecesarios.
- Recomendamos que se construya un plan a partir de la regulación, que contemple las buenas prácticas mencionadas en este estudio y que asocie actividades que actualmente se hacen pero que no están directamente relacionadas con un plan a seguir.

- Las lecciones aprendidas no solamente se deberían registrar cuando suceden eventos de gran impacto, sino que también en eventos relevantes dentro de la operación, como mantenimientos de gran impacto, entrada tardía de proyectos, decisiones operativas, entre otros.
- Los cambios entre escenarios del radar de proyectos deben ir de la mano con la justificación del cambio.

Trabajos Futuros:

- Cabe destacar que, como se mencionó en apartes de este documento, la disciplina de BRM contribuye significativamente al éxito de las organizaciones, por tal motivo se puede tener valor adicional al realizar como trabajo futuro el análisis de las buenas prácticas de las otras dos fases de BRM: “Identificación de Beneficios” y “Ejecución de Beneficios”.
- El presente trabajo se encuentra enfocado en la tercera fase de la “Gestión de Realización de Beneficios”, por tal motivo, se puede tener en cuenta para trabajos futuros como la realización de un diagnóstico de la Gestión de Realización de Beneficios en el sector eléctrico colombiano.
- Como trabajo futuro, se recomienda trabajar en la realización de una Guía de BRM para el sector eléctrico colombiano.
- Entre otros trabajos futuros, se puede partir de esta investigación para establecer y formalizar procesos dentro del sector orientados hacia las buenas prácticas establecidas en la literatura, que posteriormente puedan ser validadas por el grupo de apoyo a procesos (GAP) del sector o la empresa responsable de cada fase.

9. BIBLIOGRAFÍA.

- Abarca, A., & Ruiz, N. (2014). *Análisis Cualitativo con el Atlas.ti* (p. 151). p. 151.
- Aceró, J., Coy, L., & José, G. (2017). *Desarrollo De Un Marco de referencia para la gestión de realización de Beneficios de Proyectos* (Vol. 102). <https://doi.org/10.1002/ejsp.2570>
- AIG. (2017). Is Cyber Risk Systemic? *AIG*, 1–8.
- Ariza, D. (2011). *Gestión del Conocimiento Organizacional a través de la Oficina de Proyectos*. 1–16.
- AXELOS. (2017). Managing Successful Projects With Prince2 - 2017. In *Ecology* (Vol. 6th).
- Breese, R., Couch, O., & Turner, D. (2020). The Project Sponsor role and benefits realisations: More than “Just doing the day Job.” *Project Management Journal*, 38, 17–26.
- Buendía Yáñez, A. P., Porras Torres, J. A., & Hincapié Correa, J. A. (2019). Robotización aplicada a la gestión de información para la entrada en operación de proyectos de transmisión y generación al sistema interconectado nacional de Colombia. *Jornadas Del Conocimiento ISA 2019*, (Gestión de operación), 1–7.
- Camargo, L. (2015). *COLOMBIA ILUMINADA, 20 años del mercado mayorista de energía en el país*. XM S.A. E.S.P.
- Cardoza, A., Guerrero, D., & de los Ríos, I. (2011). Comparación de cuatro sistemas de certificación del ámbito de la dirección de proyectos. *XV Congreso Internacional de Ingeniería de Proyectos*, 411–428.
- Cartwright, C., & Yinger, M. (2007). Project Manager Competency Development (PMCD) Framework.
- Castro, A. H., & Perez, D. M. (2019). DISEÑO DE UN DESPACHO VINCULANTE Y UN MERCADO INTRADIARIO EN COLOMBIA. *Cigre - XVIIeriac, Foz Do Iguaçu Brasil*, 1–8.
- Cavaliere, G. (2001). *British Standard is licensed to Pigments for Portland*.
- CNO. (2020). Código de Buen Gobierno.
- Colombia, C. de la república de. *Ley Eléctrica - Ley 143 de 1994*. , 1994 § (2002).
- CREG. (2019). *D-022-2019 RESTRICCIONES EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.pdf* (p. 59). p. 59.
- Cuadros, L., & Ortega, D. (2012). DERIVEX: “Una Herramienta Para Controlar La Energía De Consumo Industrial” (Vol. 95). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Dane. (2019). Censo nacional de población y vivienda 2018.
- Departamento Nacional de Planeación DNP. (2019). Pacto por Colombia, pacto por la equidad: inclusión financiera Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. *Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022*.
- ECI. (2020a). Maestría en Desarrollo y Gerencia Integral de Proyectos.
- ECI. (2020b). Misión de la Escuela.
- ECITB. (2015). *STANDARDS INFORMATION BOOKLET LEVEL 3 DIPLOMA IN Engineering Construction Design and Draughting*.
- Enel, C. (2017). *Seeding Energies Informe de Sostenibilidad Enel Chile*.
- FAO. (2015). *Plantilla de buenas prácticas* (pp. 1–5). pp. 1–5.

- Fehr, N. Von Der, Benavides, J., Gracia, O., & Schutt, E. (2009). *EL MERCADO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA : CARACTERÍSTICAS , EVOLUCIÓN*.
- Fernández-Parra, K., Garrido-Saroz, A., Ramírez-Martínez, Y., & Perdomo-Bello, I. (2016). PMBOK y PRINCE 2 similitudes y diferencias -PMBOK and PRINCE 2, similarities and differences. *Revista Científica*, 3(23), 111. <https://doi.org/10.14483/udistrital.jour.rc.2015.23.a9>
- Figuerola, N. (2015). La Realización de beneficios y su influencia en los Proyectos y Estrategia. *Proyectos Éxitos*.
- Germán, C. (2016). Semana de la Energía Sostenible. *Regulación de La Transmisión y Distribución En Colombia*, 41.
- Gil, M. M., & Arbeláez, J. C. (2019). RETOS PARA LA GESTIÓN DE RIESGOS EN LOS MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA. *Cigre - XVIIeriac, Foz Do Iguaçu Brasil*, 1–8.
- Gomes, J., & Romão, M. (2016). Improving Project Success: A Case Study Using Benefits and Project Management. *Procedia Computer Science*, 100, 489–497. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2016.09.187>
- Gómez, J. E., & Longano, V. M. (2019). USO DE MEDICIÓN FASORIAL SINCRONIZADA EN LA DETERMINACIÓN, VALIDACIÓN Y CALIBRACIÓN DE MODELOS DE UNIDADES GENERADORAS. *Cigre - XVIIeriac, Foz Do Iguaçu Brasil*, 1–8.
- Guido Nule, Amín Gaviria, C. *Ley Eléctrica - Ley 143 de 1994*. , 1994 § (2002).
- Gutiérrez Gómez, A. (2010). *El sector eléctrico Colombiano*. 21(1), 1–9.
- Herrera A, F. (2018). *ODS en Colombia. Los retos para el 2030*. 1–74.
- IPMA. (2015). *Individual Competence Baseline for project, programme & portfolio management*.
- ISA. (2020a). *La historia que nos une*.
- ISA, I. (2020b). Sistema Eléctrico Colombiano.
- Levin, G. (2015). *Benefits – a necessity to deliver business value and a culture change but how do we achieve them?*
- Liderdeproyectos.com. (2019). APM Body of Knowledge 7ª edición (APMBoK).
- Londoño, J. (2011). *Tendencias en la Dirección de Proyectos*.
- López, F. (2015). *La norma ISO 21500*.
- Martins, C. (2017). Benefits realization management. In G. Levin (Ed.), *Taylor & Francis Group*.
- Millán, J. (2006). Entre el mercado y el Estado: Tres décadas de reformas en el sector eléctrico de América Latina. In *Banco Interamericano de Desarrollo - BID*.
- Ministerio de Minas y Energía. (2020). Misión y Visión - Ministerio de Minas y Energía.
- Muñoz-Justicia, J., & Sahagún-Padilla, M. (2017). *Hacer análisis cualitativo con Atlas.ti 7 Manual de uso*. 135.
- Pérez, D. M., & Castro, A. H. (2019). IMPACTO EN LA REMUNERACIÓN DEL USO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD CON LA NUEVA METODOLOGÍA REGULATORIA EN COLOMBIA. *Cigre - XVIIeriac, Foz Do Iguaçu Brasil*, 53(Mercados de electricidad y regulación), 1–9. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Planeación, D. N. de. (2014). *Documento guía del módulo de capacitación virtual en Teoría de Proyectos* (p. 98). p. 98.

- PMCC. (2005). A Guidebook of Project & Program Management for Enterprise Innovation. *October*, (October), 1–238.
- PMI. (2015). *Identifique los beneficios para impulsar los resultados de negocios*. Retrieved from <http://www.pmi.org/learning/thought-leadership/pulse>
- PMI. (2016a). Benefits Realization Management Framework | PMI. *PMI Thought Leadership Series Guiding the PMO*.
- PMI. (2016b). Beyond the project Sustain benefits to optimize business value. *Pulse of the Profession*, 28.
- PMI. (2016c). Enfoque en los beneficios durante la ejecución de proyectos Entrega de valor. *Pulse of the Profession*, I, 28.
- PMI. (2016d). *Establecimiento de propiedad y responsabilidad de los beneficios*.
- PMI. (2016e). Fortalecimiento de la conciencia de los beneficios en los ejecutivos senior. *PMI THOUGHT LEADERSHIP Series*.
- PMI. (2019). *Benefits Realisation Management - A practice guide*.
- PNUD. (2020). Objetivos de Desarrollo Sostenible | El PNUD en Colombia.
- PNUD Colombia. (2017). Proyecto ODS Colombia. *Pnud*, 1–6. Retrieved from http://www.co.undp.org/content/colombia/es/home/operations/projects/poverty_reduction/ods-colombia-.html
- Project Management Institute. (2013). Dirección de proyectos (Guía del Pmbok). In *Guía de los Fundamentos para la dirección de Proyectos*.
- RAE. (2019). Diccionario Real Academia Española.
- Ramírez Arbeláez, L. M., & Arboleda Tabares, B. A. (2017). SUPERVISIÓN AVANZADA DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO MEDIANTE LA INTEGRACIÓN DE MEDIDAS SINCRÓFASORIAS COMO PROTOTIPO EN EL NUEVO CENTRO DE CONTROL DE XM. *Jornadas Del Conocimiento ISA 2017*, 1–6. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Sampieri, Roberto; Fernandez, Carlos; Baptista, P. (2014). *Metodología de la Investigación* (6a Edición).
- SAQA. (2020). SAQA: REGISTERED UNIT STANDARD.
- Serra, C. E. M., & Kunc, M. (2015). Benefits Realisation Management and its influence on project success and on the execution of business strategies. *International Journal of Project Management*, 33(1), 53–66. <https://doi.org/10.1016/j.ijproman.2014.03.011>
- SIEL. (2019). Cobertura del servicio de energía eléctrica.
- Sinnaps. (2020). Norma ISO 21500 - Gestión de proyectos.
- South, T. H. E., & Qualifications, A. (2017). *Policy and Criteria for Evaluating Foreign Qualifications THE SOUTH AFRICAN QUALIFICATIONS AUTHORITY*.
- Todd, Zazie; Nerlich, Brigitte; McKeown, Suzanne; Clarke, D. (2004). *Mixing Methods in Psychology: The Integration of Qualitative and Quantitative Methods in Theory and Practice* (Psychology Press, Ed.). Retrieved from <https://books.google.com.co/books?hl=es&lr=&id=OV0Ov5KMFqoC&oi=fnd&pg=PR7&dq=Mixing+Methods+in+Psychology:+The+Integration+of+Qualitative+and+Quantitative+Methods+in+Theory+and+Practice&ots=Tk1aCNSsIh&sig=C7DKmZvoN0qrz-EtJ1zmooDZfjc#v=onepage&q=Mixing+Met>
- XM. (2016). *Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2016*. Retrieved from <http://informesanuales.xm.com.co/2016/SitePages/operacion/2-6->

- Capacidad-efectiva-neta.aspx
- XM. (2017a). *Informe de Gestión Sostenible XM 2017*. 114. Retrieved from http://www.xm.com.co/Documents/PDF/INFORME_INTEGRAL_XM.pdf
- XM. (2017b). Redes sistema interconectado nacional. Retrieved from <http://www.xm.com.co/Paginas/Transmision/redes-sistema-interconectado-nacional.aspx>
- XM. (2018). Agentes del mercado. Retrieved from <http://informesanuales.xm.com.co/2015/SitePages/operacion/1-4-Agentes-del-mercado.aspx>
- XM. (2019a). ¿Qué hacemos?
- XM. (2019b). Demanda de Energía del SIN.
- XM. (2020a). *Capacidad Efectiva Neta SIN*.
- XM. (2020b). Organigrama.
- Zabaleta, N., Igartua, J., & Errasti, N. (2012). Análisis de la Relación Existente entre los Estándares de Gestión de Proyectos y los Factores Críticos para su Éxito. *6th International Conference on Industrial Engineering and Industrial Management. XVI Congreso de Ingeniería de Organización*, 943–950.
- Zwikael, O., & Smyrk, J. (2019). *Project Management. A Benefit Realisation Approach*. Springer.

ANEXOS.

ANEXO A. Diseño de entrevista Semiestructurada.

SOSTENIMIENTO DE LA REALIZACIÓN DEL BENEFICIO DEL CND.

Fecha:	_____
Nombre:	_____
Empresa:	_____
Cargo:	_____
Funciones:	_____
Formación profesional:	_____
Formación en gerencia de proyectos:	_____

Términos y premisas:

En que parte interviene el CND para garantizar la realización de beneficios:

Mantener la realización del beneficio garantizar que lo que sea que genere el proyecto o programa continúe creando valor.

Cual es el beneficio que el CND debe mantener:

Ley Eléctrica :Suministro de energía confiable, segura y al menor costo.

Cuál es la función través de la cual el CND puede aportar al mantenimiento del beneficio:

Función CND (Alcance): Informar periódicamente al CNO acerca de la operación real y esperada de los recursos del SIN y de los riesgos para atender confiablemente la demanda.

Que debería contener la GUIA: En forma de guía

PLAN DE SUSTENTO DE BENEFICIOS: Una herramienta para identificar riesgos, procesos, medidas, métricas y herramientas necesarias para asegurar la realización continua de los beneficios.

La siguiente entrevista tiene como objetivo recopilar información relacionada con aquellos comportamientos o prácticas implementadas por ustedes durante la planeación de la operación del sistema interconectado nacional que puedan aportar y garantizar que los proyectos en operación entreguen una constante creación de valor y permanezcan alineados a sostener el beneficio que se espera para la nación el cual se describe en la LEY Eléctrica “Garantizar el suministro de energía confiable, segura y al menor costo”.

Agradecemos su tiempo y dedicación para responder las siguientes preguntas y siéntase con la libertad de poder plantear preguntas adicionales que usted considere pertinente:

Introducción:

1. ¿La operación esperada se encuentra establecida dentro del planeamiento de la operación?
2. ¿Cuál son las bases o (que se tiene en cuenta) para realizar el planeamiento de la operación?
3. ¿Cómo identifican y gestionan los riesgos para garantizar el cumplimiento de suministrar energía confiable, segura y al menor costo?
4. ¿Durante la planeación y monitoreo de la operación del SIN, se tiene como premisa asegurar el suministro confiable, seguro y a menor costo de la energía al país?
¿Este objetivo se puede considerar como el beneficio esperado?

5. ¿En su opinión es reconocida la Ley Eléctrica como la premisa bajo la cual funciona la planeación realizada por la UPME, la ejecución de los proyectos realizados por los agentes, la regulación dictada por la CREG y finalmente la operación del CND?
-
-
6. ¿En su opinión la información que entrega el CND al CNO relacionada con la operación real vs la esperada del SIN y los riesgos evidentes para cumplir la demanda contribuyen a garantizar el cumplimiento de la LEY Eléctrica?
-
-
7. ¿Qué tipo de recomendaciones envía el CND al CON?
8. ¿Podría contribuir aún más el proceso de informar al CNO a que el suministro de la energía cada día fuera más confiable, seguro y al menor costo posible, logrando que esta tendencia fuera permanentemente?
-
9. ¿Se tienen herramientas para medir el impacto de la operación real vs la planeada en la entrega de energía a menor costo, confiable y segura? ¿Cuales?
-
10. ¿Para la entrega de la información al CNO mantienen un documento específico que contenga información sobre el impacto futuro y recomendaciones que se puedan llegar a tomar en cuenta para asegurar el cumplimiento de la ley Eléctrica? ¿Qué información contiene este documento?
11. ¿Según el organigrama que roles o cargos intervienen en la función de informar al CON?
-
12. ¿Existen mecanismos de medición que alerten al CND sobre el riesgo de no poder atender el suministro de energía de manera confiable, segura y a menor costo?
-

13. ¿Se tiene alguna temporalidad definida para medir el impacto de la operación real en el futuro? ¿Cuál temporalidad? _____
14. ¿Existe algún tiempo límite para reorganizar la planeación de la operación del CND si se evidencia alguna leve desviación del objetivo de suministrar energía confiable, segura y al menor costo? ¿Qué tipo de decisiones se toman para esta reorganización? _____
15. ¿Qué riesgos son los que más amenazan el cumplimiento de la planeación de la operación que debe realizar el CND?
- _____
- _____
16. ¿Qué procesos tienen establecidos para obtener a tiempo alertas de las condiciones que afecten la operación normal del SIN?
- _____
- _____
17. ¿Considera que conocer los objetivos del sector eléctrico contribuyen a su consecución?
18. ¿Cree usted que, si la Ley Eléctrica fuera reconocida como el beneficio esperado por todos los agentes del Sistema Eléctrico Colombiano, los resultados obtenidos en conjunto serían diferentes? _____
19. ¿Conoce el impacto que tiene el plan de operación y entiende su importancia para el alcance de los objetivos del sistema eléctrico?
20. ¿Comparan la operación real con la operación esperada? ¿Estos resultados son socializados con la UPME y la CREG?
- _____
21. ¿Durante la planeación de mantenimientos y conexión de activos al SIN, se tratan temas asociados al impacto que estos pueden tener con la consecución del beneficio a la nación? _____
22. ¿El CND ha elaborado una hoja de ruta para elaborar o documentar la información que entrega al CNO, UPME o CREG? _____

23. ¿Se documenta en forma de lecciones aprendidas aquella información que permita mejorar en el futuro cercano la planeación y monitoreo de la operación del SIN? ¿Cómo las documentan? _____
24. Si la respuesta es afirmativa, ¿cómo registran o llevan control de estas lecciones aprendidas y a quien (es) se comunican?

25. ¿Cómo es la participación del CND en la formulación del plan de expansión de la UPME? ¿Se envían señales?

26. ¿Para planear la operación del SIN consideran los resultados arrojados por algún tipo de indicador que monitoree los impactos esperados a corto, mediano y largo plazo? SI existe algún indicador puede mencionarlo. ¿Quién construye, formula y realiza la medición del indicador (es)?

27. ¿La operación se monitorea por áreas geográficas o cómo un único resultado a nivel SIN?

28. ¿Se hace una evaluación de cómo las variables que rodean la planeación de la operación del SIN afectan la consecución del beneficio (ley Eléctrica)? Descríbalas. ¿Qué variables se tienen en cuenta?

29. ¿Tiene algún proceso formal, practica o protocolo que sigan desde el planeamiento de la operación, su control y hasta la entrega de información al CNO?

Muchas gracias por su tiempo y disposición para responder la entrevista y agradecemos la sinceridad y transparencia en la misma.

ANEXO B. Transcripción de las entrevistas realizadas.

ENTREVISTA AL SEÑOR GUSTAVO GÓMEZ

J.P. Bueno, primero que todo nos gustaría conocer, un poco de tu perfil profesional, de la experiencia que has tenido como tal en el sector.

G.G. O. K.

J. P. Para también sustentar como tal la entrevista.

G. G. Mi nombre es Gustavo Gómez Cerón, Yo soy Ingeniero Eléctrico, graduado en el año 89 tengo una especialización en planeamiento de sistema de transmisión y distribución, tengo experiencia en transmisión, en diseño de líneas de transmisión desde 34.5 hasta 500 kV, después en distribución en diseño y montaje de líneas rurales todo lo que es la parte norte de Cundinamarca, tuve a cargo el proyecto, desde el diseño, plantillado hasta la construcción y puesto en servicio.

En distribución mi experiencia suma casi 5 años, en transmisión fueron casi 3 años, después trabaje como ingeniero de puesto de marchas hidráulicas, estuve en Guavio, después operaciones y mantenimiento en Guavio, rio Bogotá, Betania, en hidráulicas 15 años de experiencia y ahora me desempeño en el área térmica, llevo 8 años, iniciamos con la compra de la central de Cartagena, el take over, la modernización, retro fit y ahora estamos haciendo en termo Zipa un proyecto que se llama la extensión de vía útil por cien mil horas adicionales, 15 años más o menos; planta térmica a carbón, tuvimos también ciclos combinados en Brasil, la central fortaleza que también está finalizando vía útil el 2023 y alcanzamos a hacer el estudio de vía útil.

Entonces experiencia desde la transmisión en diseño, montaje, prueba también en servicio, también en generación, operación de mantenimiento y gestión de proyectos.

J. P. Tengo entendido que tu eres partícipe del consejo nacional de planeación.

G. G. Sí. Soy miembro del comité de operación del consejo nacional de operación.

J. P. ¡Ah! Vale perfecto.

Te quiero comentar brevemente, en que consiste la parte de gestión de beneficios, para darle el enfoque a la entrevista.

G .G. O. K.

J. P. Básicamente la gestión de beneficios busca que los proyectos entreguen beneficios esperado por el que se creó el proyecto.

J. P. Eso va desde antes.

G. G. Beneficios no solo económicos. Hay un beneficio social, social tangible. Todos los beneficios, desde que se formula; hacer el análisis ex-post y decir si efectivamente cumplimos con el valor que íbamos a dar?.

J. P. De acuerdo y también ese proceso de gestión incluye el sostenimiento y mantenimiento del beneficio a lo largo del tiempo.

G. G. O. Key.

J. P. Que eso va ya después de que el proyecto está ejecutado y está en operación. Nuestro trabajo de grado está enfocando en sostenimiento y mantenimiento de los beneficios, y lo estamos mirando a nivel sector energético. Entonces, hemos leído que en

la ley 143, la ley eléctrica, se estableció un adjetivo como tal del sector energético que es suministrar energía de manera segura, confiable y al menor costo.

G. G. Así es.

J. P. Es como tal beneficio que nosotros estamos identificando y sobre el cual vamos a basar como tal todo nuestro trabajo.

G. G. O Key.

J. P. Por lo mismo, como estamos desde la parte de la operación ya de los proyectos, ya operación sistémica, no de la central como tal.

Hemos enfocado pues a la labores o procesos de gestión que está desarrollando el Centro Nacional de Despacho. (O. Key) Como procesos de gestión. Y digamos en esa ley, también hay una actividad del Centro Nacional de Despacho, que también estamos haciendo énfasis, que es la de informar periódicamente al Consejo Nacional de Operación (Hu hu) acerca de la operación real y esperada de los recursos del SIN, del sistema interconectado nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda (SÍ).

Partiendo de esto, una de las primeras preguntas que tenemos es:

En el planeamiento de las operación como tal (SÍ) , desde la perspectiva, el Centro Nacional de Despacho, construye como tal una línea base, de cómo espera que sea la operación del sistema y luego informa, cuál ha sido las diferencias o comportamientos con respecto a la operación real?

G. G. Sí, eso lo hace. El Centro Nacional de Despacho presenta ante el CNO mensualmente el seguimiento de unos indicadores, dentro de esos indicadores, está el cumplimiento del despacho, están las desviaciones a los redespachos, están el

cumplimiento de las consignaciones Nacionales, demanda no atendida programada, demanda no atendida no programada, entonces hay todo un conjunto de indicadores que ellos llevan, esos indicadores se están presentando mes a mes y finalizado el año, se hace un balance, para ver cómo está el sistema con respecto a los indicadores y como oportunidad de mejora, a veces colocamos unas metas un poco más exigentes, en la medida en que el sistema va evolucionando.

J.P. Esa información ellos ya la entregan, en una reunión de manera hablada o en un documento.

G. G. Se entrega en una reunión y se hace una presentación y la presentación queda anexa a las actas del CNO.

J. P. Vale. Perfecto. Cuando se realiza el planeamiento de la operación. ¿Tú conoces qué se tiene en cuenta?

G. G. En el planeamiento se tiene en cuenta:

Cuáles son los recursos que están disponibles, porque hay, como en todo sistema, tanto en transmisión, generación, distribución, hay activos que tienen que hacerles mantenimiento; entonces, hay algunos activos que están fuera de servicio, que no pueden considerarse dentro del despacho.

Por supuesto la oferta, porque estamos en un mercado, entonces se considera siempre: cuál es el precio más bajo y se comienza a copar en el despacho de generación, desde los recursos más baratos, hasta los más costosos. Eso me da un precio, que es el precio marginal, el último recurso que cubre la demanda en la hora, porque estamos haciendo despacho horario, es el que me da el costo del sistema en esa hora.

Una vez que se tienen las 24 Horas, entonces ya el máximo costo, el máximo precio horario que normalmente se da en el punto de máxima demanda del día que es en la noche, ése va a ser el precio del día. ¿Sí? Entonces XM lo que hace es que ordena por oferta y por disponibilidad de recursos y llega hasta cierto punto y dice: éste es mi despacho ideal.

Después hace una corrida, nosotros tenemos un sistema interconectado, pero tenemos áreas: tenemos el área Caribe, el área Centro, el área Oriente, el área Valle, Occidente, me falta una, creo que es el área Antioquía, la más grande, son 5 áreas que tenemos y hay interconexión con líneas de transmisión, con ese despacho ideal y con la demanda se corre y se mira si los flujos por la línea son adecuados o no. ¿Sí? A veces por ejemplo Antioquia, tiene mucho recurso hídrico, el precio es muy bajo, entonces se concentra toda la generación en Antioquia, pero la línea de transmisión no da para sacar la energía de Antioquia hacia los demás centros, entonces producen limitaciones, se dice: listo entonces tengo que bajar generación en Antioquia, para poder atender Caribe.

Entonces que hago en Caribe, tengo que prender una planta que no estaba despachada por mérito y eso se llama generación por seguridad. ¿Sí? Entonces se revisan todos los nodos y comienzan a entrar plantas que no estaban, pero esas plantas no entran a formar el precio marginal económico del sistema: operación segura, confiable y económica. Bien por ahora ya tenemos el costo máximo del día y esa es la operación económica.

Vamos a ver como nosotros distribuimos generación en algunas áreas que están deficitarias para la generación de seguridad, es la generación confiable. ¿Si? Y eso me da ya el despacho real; y por último lo que hace XM , es que comienza a mirar que pasa si tenemos contingencias en esos enlaces; entonces tenemos unas interconexiones con el Caribe; el Caribe la generación principalmente es térmica. ¿Si? Entonces normalmente la

única planta hidráulica es Urrá y el Caribe tiene una carga muy grande y Caribe en este momento está jalando la demanda Nacional, el crecimiento del país está en, en el sector energía, en alrededor de los 2.5 o 3; Caribe está cerca de 7% de crecimiento. También es muy estacional, si hay verano muy fuerte, prenden los abanicos y se dispara el consumo residencial; entonces comienzan a decir: listo ¿si pierdo un enlace que pasa?, Noo, en Caribe voy a tener apagón en tal área. Entonces no, tengo que meter más generación de seguridad y comienzan a colocar generaciones de seguridad adicionales y al final ese es el despacho que sale, para que los agentes cumplamos con el despacho. Un punto que también revisa XM, es que hay unas plantas que tienen algunos parámetros que se llaman inflexibilidades. Ej: Urrá que está sobre el río Sinú, no puede generar cero, porque el río se seca, entonces hay un caudal ecológico, tiene una inflexibilidad, que es su generación mínima y la declara, no sé si será 60 o 150 megas. Entonces si en el despacho ideal Urrá no entra por precio, XM también tiene que revisar, o el Centro Nacional de Despacho, cuáles son esas inflexibilidades y dice: Urrá tiene que entrar por inflexibilidad, no entra por precio entra por inflexibilidad, en el caso de la generación de seguridad y la generación inflexible, al agente se le reconoce los costos declarados.

J. P. Todo eso que me comentas de que se hace un modelo, me imagino una optimización para el despacho económico “SI” y después se miran como tal las condiciones para que sea segura y confiable, eso de alguna manera encarece el precio del suministro de la energía. O me equivoco.

G. G. No. Porque el costo económico lo da el ordenamiento para incluir la demanda. Ese es el precio *spot*, entonces no lo encarece.

J. P. Y eso no está asociado con las restricciones?

G. G. El componente restricciones sí, pero la generación de seguridad únicamente. Sí le pega, pero solamente el componente de restricciones, no el componente G de generación.

J. P. ¡Ah! O. Key, perfecto.

Digamos: el Centro Nacional de Despacho, tiene en cuenta en su planeamiento, digamos esas condiciones y de pronto informa, a lo mejor el valor. No se: Las restricciones puede ser tal, debido a que falta tal proyecto o tal inflexibilidad está presente.

G. G. Si, ese análisis se hace en el CNO, en el CNO también está invitado a la UPME. El CNO también ha enviado muchos informes a la UPME, porque, el sistema en este momento, el sistema hoy en día está muy estresado, hay expansión que se requiere, los proyectos que la UPME prevé, está presupuestando un desarrollo de 5 años y realmente los proyectos están demorando 7 o más años.

Entonces, ahí hay un *gap* grande y el otro tema son, la expansión en los sistemas de distribución regionales, los SDR, ahí también los distribuidores tienen retrasos grandes y ahí es mucho más complicado porque por ej: en Bogotá hacer una expansión de una línea es muy complicado, en la Costa Caribe igual, en todo lado prácticamente eso se volvió casi imposible. Entonces, esas señales se le entregan a la UPME. La UPME también hace su planificación, pero ya estamos hablando de planificaciones de 5 a 7 años.

J. P. Y esas señales como tal, a quién le corresponde entregarlas a CND o como tal en conceso de CNO?

G. G. No el CND las presenta como parte de su reporte operativo al CNO y el CNO como organismo consultor del ministerio, levanta tanto a la CREG, como al ministerio, como a la UPME.

J. P. Esas son las señales de expansión con las que ellos formulan sus planes de expansión.

G. G. Una parte porque la UPME tiene que hacer los estudios de demanda, incremento de demanda y hay capítulos especiales en la parte de las restricciones, tema que la UPME, también señales adicionales que no mira, por ej: El CND autogeneración, la autogeneración antes no era declarada, ahora ya hay posibilidad de que el auto generador entregue al sistema, pero esa era señal que no veía ni el CND, ni el planeador.

J. P. perfecto. Digamos en tu opinión, ¿consideras que como tal la ley eléctrica es la premisa bajo la cual funciona la planeación que realiza la UPME, la ejecución de proyectos que son realizados por los agentes, la regulación dictada por la CREG y finalmente la operación del Centro Nacional de Despacho?

G. G. “Sí” esa es nuestra ley madre. Correcto.

J. P. Exacto. Y como tal ese objetivo de suministrar la energía confiable, segura y económica, ¿se podría considerar como el beneficio para la nación de la entrada de un proyecto al sistema energético Nacional?

G. G. A ver, hemos hablado de la operación del corto plazo, XM también hace análisis a mediano plazo, entonces él con base en los recursos disponibles, el plan de mantenimientos, la entrada de proyectos ,mira un panorama energético a 2 años, y también nos da señales en temas de operación, de decir ¡Huy! Vemos que de pronto viene un Niño,

es importante guardar agua: entonces por favor los térmicos preparase y ojalá comiencen a dar señales al mercado de que va a haber escasez.

Comienzan a dar señales al mercado, es decir a los hidráulicos: suban un poquito el precio para que entren los térmicos, guarden ustedes el agua.

Para asegurar el suministro futuro, no el de hoy: entonces esa labor también la hace XM y CND, ellos corren 5 escenarios, corren escenario promedio, corren un escenario de contingencia, que les entrega el subcomité de recursos hidrológicos que son especialistas en ese tema. Hay otros escenarios, que ellos con base en la experiencia construyen, qué dicen: el clima se está comportando parecido al 96 – 97, entonces tomemos esa hidrología a ver qué pasa con el sistema, corren modelos estocásticos, 100 series históricas Montecarlo y corren otro modelo, “no me acuerdo cuál es”, pero hacen sensibilidades sobre los modelos y nos dan señales como: Oigan, en el próximo verano, la generación térmica puede estar entre 30 y 80, y en el siguiente ¡Ojo! Porque ahí es más crítico, entre 70 y 120. Pues ya uno dice, ¡Huy! nos toca prepararnos. Si los agentes vemos que hay unos mantenimientos que están planificados para esa época decimos: O los adelantamos o los posponemos.

J. P. Entonces hay una temporalidad en las señales que envía el CND

G. G. Sí. Sí el CND, correcto.

J. P. ¿Esas temporalidades son establecidas? ¿estandarizadas?

G. G. Esas temporalidades están estandarizadas, que son los dos años, que es el análisis de medio plazo; no, si están establecidas. No recuerdo, si es por regulación o si es por

acuerdo, pero ellos tienen también trimestral, semestralmente o trimestralmente que presentar un informe a 5 años, pero sí están establecidas.

J. P. Como quien dice: hay información a largo, a mediano y corto plazo.

G. G. SI; entonces, sobre la pregunta. Porque yo me le desvié un poquito a la pregunta, porque quería aclarar un poco que lo que hablamos era del corto plazo. Entonces, los beneficios para los proyectos. El mecanismo que tenemos hoy, para garantizar los beneficios para los aspectos de generación, es el cargo por confiabilidad, ése es el mecanismo.

Para los proyectos de transmisión, el mecanismo es un ingreso regulado, es decir: Yo coloco el activo, es como si fuera un *renting*, un arriendo, y yo recibo siempre un pago y en ese pago está incluido el valor actualizado anual de la inversión, más los costos de operación y mantenimiento, más una tasa de retorno, que si no estoy mal creo que es sobre el 9% en dólares. Entonces transmisión está muy regulado, son ingresos muy constantes. Generación está más sustentado, en que es una inversión que se demora un tiempo en construir y que el agente o el inversionista requiere una estabilidad de los ingresos y eso lo haría el cargo por confiabilidad, para el agente.

Para el sistema, ese cargo por confiabilidad es equivalente a un seguro que estamos pagando todos los usuarios, para que en caso de que se presente la peor condición hidrológica, donde no llegue nada de agua, NO tengamos ningún tipo de apagón. Ese es un seguro que se activa. Ese seguro en ese momento limita el precio de generación al precio de escasez. Yo puedo estar en un Niño y hemos visto Niños, donde el precio del día, de generación del día, está por encima de los 1200 – 1700 pesos y el precio de escasez

en su momento está en 400. Entonces, queda limitado, por eso pago esa prima para garantizar que mi energía la voy a tener disponible y hago un tope de precio. Eso es como el mecanismo para el usuario.

J. P. Y que al final se van a traducir en un beneficio superior que es suministrar la energía de manera segura, confiable y económica.

G. G. Así es, que es lo que el país necesita. El país necesita la energía para producir. En la mayoría de las industrias que tenemos acá, tienen el insumo energía entre 50 y 80% de los costos. Es energía que nosotros como industria podamos garantizar esa energía, para las demás industrias que la utilizan como insumo, pues el país puede crecer.

J. P. ¿Tú consideras que ese proceso de suministro de información que hace CND puede mejorar?

G. G. No. Yo creo que la información que entrega y la oportunidad con que la entrega, está bien. Ellos tienen muy buenos sistemas informáticos, se ha hecho una gran inversión en bases de datos, en modelos, son muy expertos, la verdad son muy expertos y lo hacen muy bien. Yo creo que la información es adecuada; donde se puede mejorar, es por parte nuestra en los pronósticos. Y sobre todo ahora que están entrando fuentes renovables de energía no convencionales como: eólica y solar.

Entonces, para predecir el comportamiento de esas plantas necesitamos buenos pronósticos de cómo va a ser la nubosidad, de cómo va a ser el viento y en eso hasta ahora estamos arrancando como país. Ahí se puede mejorar muchísimo. Los americanos si como tienen datos hace 100 años, pueden hacer todo lo que quieran sin problema.

J. P. Entonces en CND como tal se soportan de unas herramientas tecnológicas. (Sí) que les dan información de en qué momento, también puede estar en riesgo la operación del sistema; según te entiendo.

G. G. Sí. Pero ese riesgo tiene que informarlo principalmente, es el agente. ¡Ah! O. Key viene es desde del agente. Sí porque yo para decidir si monto una eólica o no, tengo que tener mediciones de viento y arranco con mediciones, pero después tengo que mirar el pronóstico a futuro. Por ej: tomo un año que fue el de mayor viento, porque una actividad tremenda en el Atlántico en la Guajira, y con ese proyecto a futuro y resulta que los siguientes años voy a tener la mitad, pues no estoy haciendo nada. Sí? Le estoy prometiendo al sistema una energía que no voy a tener. Entonces el agente es el responsable de decir O. Key, ese año fue muy poderoso. ¿Cuál es el peor año de viento? Que debería tener, y sobre ese peor año, es que le entrego al sistema una promesa de energía. Como es la peor condición, voy a tener siempre por encima de él y eso me genera confiabilidad.

J. P. ¡Ah! O. Key, perfecto. Y ¿cuál es ese canal de comunicación en el que digamos el agente le informa al CND?, es el CNO?

G. G. No, ese ya es, eso es oferta. A través de la oferta. Por ejemplo, yo monte mi eólica.

Entonces, para poder decirle al CND, cómo espero yo operar mañana antes de la 8:00 de la mañana, me quedan 2 minutos, tengo que decirle: Yo espero generar con esta planta así: a las 0 horas va a haber bastante tiempo tanto; a la 1 de la mañana tanto, le voy dando

mi perfil de carga de lo que yo espero de viento y eso se lo ofrezco a 80 \$/kWh. Lo hago Yo al CND. Y el CND lo toma como palabra de Dios.

J. P. Vale, Perfecto. Digamos como para ya ir finalizando. ¿El CND tiene o documenta lecciones aprendidas?

G. G. Si. Claro que Sí, el CND tiene dentro de sus procedimientos, lo que son informes de fallas, los informes de fallas tienen unos plazos específicos, una falla es cualquier desviación que tenga Yo del despacho, porque CND tiene su despacho asignado a los agentes y cualquier desviación ya se considera una falla. Hay que hacer un informe. Eso es un documenta.

J. P. ¿Eso se diversifica por áreas del país o es algo general?

G. G. No. Es algo general. Se hace para todo. Todo lo que afecte sistema transmisión regional o generación, lo revisa XM.

J. P. Ah vale, Perfecto. Bueno.

G. G. Y si el evento es aquí local, en CODENSA y no afecta el sistema interconectado, CND no lo analiza, pero CODENSA tiene que analizarlo y tiene que presentar el informe, porque puede que hoy no afecte, pero un evento parecido el día de mañana puede afectar; entonces el CND recibe los informes, revisa si las protecciones de su sistema están bien, si hay que hacer un ajuste o algo, si no, dice sigamos. Si, eso se documenta.

J. P. Ah listo perfecto. Creo que eso es todo. No sé si de pronto Tú quieras aportar algo más que tú consideres que debemos tener en cuenta.

G. G. Eso es solo una consulta. Porque nosotros estamos trabajando la gestión de proyectos normal, bajo la metodología PMI, pero ahora estamos trabajando la

metodología AGILE. Entiendo que lo que ustedes están trabajando es más para proyectos tradicionales PMI.

J. P. Si, nos estamos basando en el marco de referencia del PMI.

G.G. OK, si porque lo otro es una cosa completamente diferente.

ENTREVISTA A MAURICIO MAÑOSCA

Entrevista realizada el día 8 de noviembre del 2019 en el Ministerio de Minas y Energías a las 10:30 a.m. con el Señor Mauricio Mañosa, Ing. Electricista.

J. P. Bueno, Muchas Gracias Mauricio.

Nos gustaría conocer un poco más de la experiencia que tú tienes en el sector eléctrico colombiano.

M. M. Bueno Yo soy Ingeniero Electricista, graduado de la escuela de Colombiana de Ingenieros en el año 92, egresado en el año 92. He.. trabaje cerca de unos 10 años, en el tema de riesgos y esos riesgos tenían que ver básicamente con el sector energético, entonces tenía que ver por ej: con la generación, el riesgo en las diferentes fuentes de generación, hidroeléctricas, termoeléctricas, en transmisión y eso pues dentro del ámbito del tema de los riesgos se maneja mucho por ej: las aseguradoras, no solo para asegurar los bienes, las propiedades, sino también los daños patrimoniales; entonces por ej: para principio de los 94 que fue cuando salió la ley eléctrica, entonces cambió totalmente la forma en que se manejaba eso; entonces ahí es donde se establece más o menos como los costos asociados a tener activos, la forma de manejar los activos, entonces eso fue un poco parte del *Back grown*. Tengo una especialización y maestría en energía y ambiente. Desde el año 2002 ingresé al ministerio de Minas y Energía y estuve por cerca de 9 años, en la

dirección de Energía Eléctrica; entonces ahí manejamos proyectos de energización, no necesariamente electrificación sino energización incluyendo de otras fuentes distintas a llevar la red eléctrica a determinados sitios, pues se cumple el análisis de factibilidad de proyectos, proyectos asociados con generación, transmisión; incluso el tema de la normalización de la energía en zonas pues donde la conexión no fuera la mejor, ni estuviera dentro de las normas; y bueno básicamente, eso en cuanto al tema de la energía eléctrica.

J. P. Digamos en esas etapas de formulación de esos proyectos, con que agente del sector, digamos está más vinculado: con la UPME, la CREG, o con

M. M. Con todas, en el Ministerio usualmente uno tiene relación transversal, porque, aunque el Ministerio no es ejecutor, sí, en cierta forma está asociado con la CREG; pues obviamente el Ministerio no tiene asiento en la CREG y pues digamos ayuda analizar como la normatividad de la regulación, con la UPME que son los más encargados del tema de la promoción. Obviamente allá también se hacen muchos análisis de cuáles son los proyectos que deberían soportarse o en el caso de proyectos asociados a energizar ciertas zonas del país que es; por ejemplo: la viabilidad de esos proyectos las estudia la UPME; entonces se tiene mucha relación con ellos, con los ejecutores porque entre otras; aquí se maneja unos fondos y esos fondos están destinados a proyectos de energización y a proyectos de normalización. Por ejemplo: Yo estaba encargado del FAER, Fondo de Apoyo a Energización Rural, entonces ahí es donde se veía como que proyectos se podían, podían ser objeto del fondo y el recurso obviamente no lo manejábamos nosotros, aunque nosotros, digamos lo recibíamos porque eso se recauda, pues de toda la cadena, los recauda hacienda, pero nosotros le damos el fin. El fin es por ejemplo: hacer un convenio con

alguien que ejecute, para fines que fuera práctico y para que no tuviera el tema de lo que son las contrataciones estatales. Por ejemplo: Se hacía un convenio con una electrificadora, como ellos tienen la posibilidad de funcionar como ente privado, pues hacen unas contrataciones mucho más rápido; entonces esa cantidad de gente que vimos allá, son la gente que maneja esos fondos, entonces los que miran que los recursos se ejecuten bien, que los administradores de los recursos los manejen bien, igual hacen parte independientemente de que hayan interventorías y otras cosas; también que las obras se lleven a cabo y que se cumpla con los objetivos.

J. P. Digamos: ¿Tiene alguna relación también con el Centro Nacional de despacho?

M. M. No, con el Centro Nacional de Despacho, no tanto por cuanto; por ejemplo: Esos temas de lo que son los costos de la energía; por ejemplo: pues están ya determinados y no hacen parte del valor de ejecución de la obra. Es decir, parte del análisis que se hace. Por ejemplo: Cuando se destina un recurso para un proyecto de energización de por sí son proyectos que no son viables y por eso no se han hecho, por eso no los va a hacer un actor que tiene que dar rentabilidad, porque no son rentables es, por ejemplo: enviar red varios kilómetros, para muy pocos usuarios, entonces resulta de por sí muy costoso, un costo por usuario, muy alto; entonces la idea del fondo es cubrir ese excedente, pero hay un aporte, que no es monetario, pero si es el que va a prestar el servicio, en algún momento tiene que ser consciente que ese servicio no es del todo rentable. Pero entonces, digamos esos son valores y cosas que van más allá de lo que puede ser el manejo, que tiene el Centro Nacional de Despacho o estas entidades.

J. P. Bueno lo preguntaba, porque te vamos a mencionar en que consiste más o menos el trabajo de grado de nosotros, para poder dar el enfoque a la entrevista.

M. M. O Key.

J. P. Nosotros estamos mirando el proceso de gestión de beneficios, es un proceso de gestión que viene de la gerencia de proyectos, básicamente lo que se busca con ello es que los proyectos, como tal, den el beneficio que esperaban que iban a dar. Y eso va desde antes de la formulación del proyecto, hasta después que se ha ejecutado y empieza a ser operado, y a la vez tiene una parte que es el sostenimiento y el mantenimiento del beneficio a lo largo del tiempo.

Nosotros nos estamos enfocando como tal en esa etapa, sostenimiento y mantenimiento del beneficio, que va después de que el proyecto ya fue ejecutado y está en operación.

Nosotros estamos mirando como tal, decimos sector eléctrico, porque pues tiene una gran cantidad de proyectos, que operan integrados entre sí, para cumplir con los propósitos establecidos por la misma ley eléctrica.

En éste sentido estamos mirando la operación integrada de los proyectos y según la misma ley 143 del 94 esa operación como tal, está al frente del Centro Nacional de Despacho, la integrada a nivel Sistema Interconectado Nacional.

Qué sucede; nosotros lo que queremos es mirar, desde tu punto de vista, como persona que trabaja en el ministerio; cuál es esa percepción, de cómo se están llevando esos procesos de gestión para mantener ese beneficio a lo largo del tiempo. La ley 143 del 94 tiene un objetivo de sector energético, que es suministrar la energía de manera segura, confiable y al mejor costo.

¿Sí? y digamos que, a partir de esas premisas, vamos a comenzar como tal la entrevista.

Tienes alguna duda antes de empezar, nosotros también la podemos aclarar y también hay una actividad del Centro Nacional de Despacho que se estipula, ahí es esa misma ley, en la que indica que el Centro Nacional de despacho como tal, debe informar periódicamente, al Consejo Nacional de Operación, acerca la operación real y esperada de los recursos del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para tener confiablemente la demanda ¿sí?

Digamos que de lo que te he comentado. Qué perspectivas tú tienes con respecto a cómo se hace, por ejemplo: ese planeamiento de la operación a nivel sistémico o sea que es lo que ven acá desde el ministerio de minas y energía.

....

M. Digamos lecciones que nos permitieron o tratar hacer las cosas mejor; otra es que también llegar un momento a decir que no, que un proyecto, a sabiendas que era un proyecto inviable, y que lo que estamos haciendo, era tratar de hacerlo, que se pudiera ejecutar, hay ciertos parámetros donde se salía. por ejemplo: un costo; cuánto puede costar un usuario urbano, hacerle todo no se... no, no, pero muy poco, mientras un usuario rural, puede resultar 10 – 12 millones de pesos, mucha plata, eso nunca se va a recuperar.

J. P. claro, Sí claro eso es verdad.

M. Entonces en algún momento, decir no, o sea ese proyecto no da, porque resulta ya demasiado temeroso, llevar energía, entonces era reformular un proyecto, tratar de reformular esos proyectos, que fueron en alguna forma inviables y ahí fue donde también

se da mucho peso al tema que es que se debe hacer con esa energía porque una época que era llegar como fuera con las tomas y las iluminarias y eso no necesariamente tiene un beneficio para las personas.

J. P. Digamos también partiendo de eso, ¿Consideras que, a partir de lecciones aprendidas, puede haber tanto, como cambios regulatorios, como cambios en la manera en la que se plantea la expansión y conexión de proyectos al Sistema Interconectado?

M. Definitivamente sí porque con el paso del tiempo, está siendo cada vez más difícil llevar a cabo esos proyectos porque cada vez más son más complejos, se tiene que tener en cuenta cómo poder llegar a ese, que ya no está a 1 km, sino a 10 km, cómo llegar a esa población que ya no tiene 100 personas sino 250 personas y cómo lograr que ese beneficio para ellos se vea, es decir que van a hacer con esa energía, entonces y ese siempre ha sido el principio de eso que maneja el ministerio, que va a pasar con esa energía, o sea la energía no es el fin, es el medio.

J. P. O. Key.

C.N. Yo tengo una pregunta. Ahorita cuando estabas comentando todas las experiencias de las lecciones aprendidas, que han tenido a lo largo de los proyectos que han visto para implementar no implementar sabiendo que son inviables desde el comienzo. ¿Tienen algún documento, los registran de alguna manera?

Esas experiencias que son de lecciones de aprendidas.

M. No. La verdad resulta un poco más en el; digamos la metodología, de aceptar proyectos, éste tipo de proyectos de energización rural y de los de Zonas No Interconectadas, hay un comité que es el que se encarga de darle su aval por decirlo así y

es un comité de gente que sabe del tema como es la UPME y un comité en el ministerio y a veces, alguno que otro administrador de recursos; entonces es un poco en ese tipo de discusiones, donde se generan ese tipo de parámetros, pero de pronto, y no sé hasta qué punto, pudiera ser una de interés, esas primeras actas de esos fondos en donde se miraban esos parámetros, se decía: bueno ahora solamente se van a aceptar proyectos que no sobrepasen el 8 -9 millones de pesos por usuario, porque entre otras, para optimizar recursos, ese es otro tema, la optimización de recursos, porque un fondo, que en un principio tenía una fecha límite y después se fue ampliando, manteniendo en el tiempo y lo que se buscaba era eso, lo que se buscaba era llegar a mayor población; entonces era más interesante llegarle a una gran población, que mantener un proyecto que en algún momento no pudiera ser sostenible o que no hubiera beneficio para la población al final.

J. P. Y Vale, de acuerdo, y ya también como por finalizar la entrevista, cuando. Digamos deciden que van a hacer un proyecto, por ejemplo: En una Zona No Interconectada, ¿lo hacen más porque identifican una necesidad en ese punto o una oportunidad, o es porque hay un riesgo asociado en medio de esos tipos de decisiones?

M. No básicamente es por las iniciativas parten de la misma sociedad. O sea, se tiene el concepto, que existe la posibilidad de entrar en un fondo que permita llevar a cabo un proyecto, que cumpla con la evolución del tiempo, un proyecto que traiga inmerso un proyecto productivo, es decir que se demuestre que esa energía va a servir para algo; entonces la comunidad por lo general con todos los bemoles de nuestros temas políticos; entonces ellos terminan presentando este tipo de proyecto. Incluso a veces el mismo distribuidor o comercializador les ayuda a montar los proyectos. ¿Por qué? Cómo ellos no lo van a poder hacer entonces, les dice: nosotros les ayudamos, o como parte de nuestra

colaboración es ¡venga!, nosotros les ayudamos a montar el proyecto. Muchas electrificadoras, por ejemplo: tienen en su parte técnica en formuladores de proyectos y en donde van a la comunidad; vengan nosotros como no vamos a poder hacer el proyecto, entre otras porque la regulación no me lo permite, porque es un proyecto inviable, entonces nosotros les vamos ayudar a que usted, población, para la vereda tal, pueda presentar ese proyecto y pueda ser beneficiario de los fondos.

C.N. Hay fechas para eso? ¿De pronto, para que, mejor dicho, hay un tramo de fechas o un lapso de tiempo, para que las personas puedan presentar esos proyectos?

M. Sí, sí. Pues como últimamente no he estado inmerso en el tema, No sé ahorita como funciona. Finalmente, si es, porque antes tenía mucho tema la limitante de recurso; porque son recursos que se van recogiendo paulatinamente, entonces; nos toca esperar que haya cierto valor representativo para poder...

Además, en nuestros principios pues era más el recurso que los proyectos; después se comenzó a voltear, quedaron muchos proyectos y pocos recursos. Es un tema que por ejemplo se puede hablar con las personas.

C.N. hablar con las personas.

ENTREVISTA CNO ALBERTO OLARTE Y MARCO CARO.

Entrevista realizada el 14 de noviembre de manera virtual a las 8:00 a.m. con los señores Alberto Olarte y Marco Caro.

Dr. Alberto Olarte Aguirre:

Secretario técnico del Consejo Nacional de Operación desde el año 2002. Del 2000 al 2002 se desempeñó como gerente comercial en Chivor S.A.-ESP. Fue gerente de

producción de energía en ISAGEN de 1995 a 1999. También estuvo vinculado a Interconexión Eléctrica-ISA de 1975 hasta 1995, ejerciendo diferentes cargos y funciones, como: Director Coordinación Producción, Jefe de División Operación Sistema Interconectado, Jefe Sección Aplicaciones y Planeamiento Operativo y Analista de Programación Operativa. El Dr. Olarte es ingeniero Eléctrico egresado de la Universidad de los Andes. Master of Science de la universidad de Londres en Sistemas de Potencia y Especialista en Power Systems Administration del Swedish Power Estocolmo (Suecia).

Ing. Marco A. Caro Camargo:

Asesor técnico del Consejo Nacional de Operación-CNO desde el año 2017. Se desempeñó como coordinador de los equipos de generación y transmisión en la Unidad de Planeación Minero Energética-UPME, unidad técnica adscrita al Ministerio de Minas y Energía y responsable por la formulación del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión. Trabajó en la compañía XM, filial de ISA, en la Gerencia del Centro Nacional de Despacho-CND, ejerciendo el cargo de Especialista en Planeación de la Operación. Es ingeniero electricista de la Escuela Colombiana de Ingeniería, tiene una Maestría en ingeniería eléctrica de la Universidad de Los Andes y fue becario de JICA y KOICA, Agencias de Cooperación Internacional de Japón y Corea respectivamente, para adelantar estudios sobre redes inteligentes, HVDC e integración de fuentes intermitentes en el Korea Electric Power Research Institute-KEPRI y Kyushu Tech.

J. P. Muchas gracias. Como ya habíamos hablado con Marco, Nosotros somos estudiantes de la Escuela de Ingeniería Julio Garavito, actualmente estamos realizando la

maestría en Gerencia y Desarrollo Integral de Proyectos, como parte de nuestro trabajo de grado, nosotros vamos a desarrollar una guía sobre un proceso de gestión que se llama: La gestión de beneficios, digamos que la idea principal de nuestro trabajo de grado; es tomar las buenas prácticas y procedimientos que aparecen en la teoría de gestión de proyectos y aterrizarlos al sector eléctrico Colombiano, como tal ese proceso de gestión de beneficios así a grandes rasgos, lo que busca es que los beneficios por los cuales se formularon los proyectos pues se consiga y además se ello se mantengan lo largo del tiempo, usualmente los beneficios se dan cuando ya los proyectos han sido ejecutados y están en su etapa de operación. Decidimos tomar el sector eléctrico porque pues por la gran variedad de proyectos que intervienen en él, ya sean líneas de transmisión, generadores y demás y porque estuvimos indagando sobre todo en la ley eléctrica la 143 y vimos que el sector como tal, tiene unos objetivos es suministrar la energía de manera segura, confiable y al menor costo, bueno también estuvimos indagando y como tal la operación sistemática de los proyectos está a cargo del Centro Nacional de Despacho, ósea operación como sistema y no como operador de las centrales ni de las líneas y además el Centro Nacional de Despacho, tiene una tarea asignada que es informar periódicamente al Consejo Nacional de Operación, acerca de la operación real y esperada de los recursos del SIN y de los riesgos para atender confiablemente la demanda.

Digamos que, partiendo de esas premisas, nosotros identificamos que hay muchos aspectos de procesos de gestión, de los cuáles nosotros queremos indagar un poco, por lo mismo los consultamos a Ustedes, para hacerles una serie de preguntas, asociados con estos temas de procesos de gestión en el sector. Bueno esa es la idea general de nuestro trabajo de grado.

Entonces comenzando como tal la entrevista, nos gustaría primero preguntarles a Ustedes como tal, ¿existe una planeación de la operación, Si? y me gustaría saber si como tal se construye una línea base o digamos como se indica cómo se esperaría que va a hacer la operación del sistema interconectado Nacional y además luego esta línea base, llamémoslo así, se compara con la operación real. Ustedes que nos pueden decir.

_M.C: ¿Antes de hacer una sugerencia, mientras que vamos interactuando, le podemos pedir el favor a Juan y a Clara que cierren el micrófono? se escucha mucho ruido al fondo.

J. P. Perfecto, perfecto. ¡Ah! y otra cosita, se me olvidaba, antes de comenzar, que pena con ustedes, ¿nos podrían un poquito indicar de su experiencia como tal en el sector? Para también dar validez a la entrevista, porfa.

_A.O: Si quieren les mandamos la hoja de vida. Porque la mía se remonta por allá al año 70 y pico, se nos va todo el *go to meeting*, pero les mandamos las hojas de vida, listo.

Con mucho gusto estamos en esta entrevista, la pregunta hace referencia a planeamiento operativo; en ese hay dos vertientes de planeamiento operativo: una es el tema energético, y el otro planeamiento operativo eléctrico. Como es un mercado, donde, con todo lo que significa eso, las herramientas que se tienen, por parte del CND, para llevar a cabo este planeamiento operativo energético y eléctrico, son herramientas de despacho centralizado, por ejemplo: para el tema energético, donde se simula una operación centralizada, entonces lo que se tiene en este resultado del planeamiento operativo, es indicativo. Son señales que se dan al mercado y el mercado puede ver si las toma o no. Entonces, esa es la primera consideración y la segunda desde el punto de vista eléctrico, pues también, se tienen unas herramientas correspondientes y en ese caso

también se dan las señales correspondientes de red, en caso de que existan dificultades en el suministro desde el punto de vista eléctrico en las diferentes áreas y sub áreas en las que se ha dividido el país, con el sistema interconectado, entonces eso, por un lado. Y por otro lado, pues con éstas herramientas que tiene, el Centro Nacional de Despacho presenta periódicamente como se expresa en la ley al Consejo Nacional de Operación el análisis energético de mediano, largo plazo, mediano plazo entendiéndolo 2 años, largo plazo entendiéndolo más de 5 años que generalmente se van a hasta 10 años, en los cuales se muestra como la operación esperada del sistema, la evolución de los embalses y las principales variables para la operación y eventualmente de acuerdo a los análisis, se identifican los riesgos para la operación, tanto de vista del punto de vista energético, como eléctrico, que siguiendo los lineamientos de la ley es lo que se trae al Consejo Nacional de Operación. Esa visión del panorama energético y eléctrico de mediano y largo plazo para que el Consejo Nacional de Operación, tomando estas señales a su vez las remita, a quien corresponda a las autoridades a quien corresponda para hacer medidas de mitigación o superación de esos riesgos eso es, digamos en términos generales la respuesta a esa primera pregunta.

J. P. A Vale. Muchas gracias. Y digamos. Bueno. Ellos indican como tal, como esperan que será la operación, pero en algún momento cuando la operación ha sucedido, o sea en la realidad, ¿muestran si es lo que ellos dijeron que iba a suceder efectivamente sucedió? O que variaciones hubo

_A.O: No acuérdate que dije que era un despacho centralizado, indicativo y el mercado es el que mirará si recoge esas señales, el mercado se comporta como mercado, a través de todas las reglas del mercado, donde hay unas ofertas diarias de los recursos, de cada

uno de los recursos, una declaración de disponibilidad y una oferta del recurso en pesos por kilovatios hora y es el mercado. Ahí es el momento de la verdad del mercado y dependiendo de cada uno de los actores o agentes en del mercado, pues cada uno mirará si el riesgo que se está avizorando a través de la señal de planeamiento indicativo energético, si ese riesgo lo toma o si tiene una percepción de riesgo más alta que se va a reflejar en su oferta de precio. Entonces en la teoría, en la teoría dice que el mercado debería acercarse a lo que el modelo de despacho centralizado está señalando, la senda que está señalando el modelo centralizado, entonces en la teoría, pero en la práctica obviamente cada agente es independiente y puede ofertar de manera diferente dependiendo obviamente de su percepción de riesgo, que para unos es más alta, para otros es menor y dependiendo de eso lo refleja en la oferta de precios por recurso que hacen a diario.

J. P. Bueno, vale. Entonces según lo que tú me dices, ¿quién estaría a cargo de identificar los riesgos que están como tal en la operación? El Centro Nacional de Despacho o como tal los agentes o que otra entidad.

_A.O: Todos, todos. Los agentes pueden percibir un riesgo, ellos lo manejan a través de su oferta, entonces si ven un riesgo de hidrología, esos recursos ellos pueden tener la evolución de su embalse y la manejan a través de un precio alto, para que no se despache, eso es una; y la otra, es la percepción del riesgo a nivel de planeamiento operativo energético es el CND, como te decía antes, el CND es el que presenta al CNO, la operación energética futura y él también puede percibir riesgos, Por ejemplo: riesgos de un evento extremo, o un Niño en el año entrante eso se va a reflejar en el fragmento y eso se toma

como un riesgo para la operación y esa señal se le da al mercado y el mercado verá si la toma o no, por ser independiente y esto es supremamente indicativo.

J. P. Ah! Vale. Como tal, durante el planeamiento y monitoreo de la operación, ¿se podría decir que la premisa por la que, pues se realiza, es para asegurar que el suministro de la energía sea confiable, segura y a menor costo? ¿Se podría considerar como éste un beneficio esperado de la operación conjunta de los proyectos?

_A.O: Realmente la, cuando las centrales dejan de ser proyectos, pasan a ser operaciones. Son centrales en operación. Los proyectos se identifican hasta cuando ya entran en operación comercial ahí dejan de ser proyectos, y pasan a ser centrales en operación o recursos en operación, en este caso el tema de la planeación, en esa planeación están los supuestos de que las centrales están en operación, por ejemplo: para el caso de generación, y los proyectos, los proyectos que van a entrar en ese horizonte puede ser de 10 años o el horizonte puede ser de 2 años. En ese horizonte para el análisis energético, como supuesto se coloca la fecha de entrada de ése proyecto, cuando va a entrar en operación y también se colocan también como supuestos la demanda, el crecimiento de la demanda, se toma como supuesto la entrada de proyectos de transmisión, costos de combustibles, costos de racionamiento, etc, todo, toda toda esa cantidad de supuestos entran al modelo de optimización simulación para dar finalmente los resultados de la operación en ese horizonte en cuanto a las diferentes variables que son evolución de los embalses, generación térmica y lo principal son los indicadores de confiabilidad que son: valor esperado de racionamiento de energía, valor esperado de racionamiento de energía condicionado, número de casos con déficit, todo eso enmarca el tema de confiabilidad. entonces estoy asegurando ya, por las mismas características de la función objetivo del

modelo, que es la función mínimo costo estoy asegurando: primero confiabilidad a través de los indicadores, segundo economía a través de la función objetivo y tercero obviamente si hay riesgos los visibiliza a través del tema de racionamiento, déficit, o dificultades para atender la demanda.

J. P. Muchas gracias. ¿Digamos como también el sector se podría decir que la ley 143 es como tal la premisa por la cual operan y funcionan, pues desde la planeación que realiza la UPME la ejecución de proyectos que hacen los agentes y la regulación que dicta la CREG y finalmente la operación que dicta el Centro Nacional de Despacho, se podría decir que esa ley como tal es la premisa por la cual todos deberían basarse?

_M.C: Efectivamente la ley eléctrica salió, surgió después de lo que ocurrió en el Niño de los noventa, y el racionamiento que ustedes no vivieron, pero el Doctor Alberto vivió y Yo lo viví, cuando siendo chiquito, efectivamente generó una cantidad de medidas y acciones para procurar y evitar que eso volviera a pasar, es decir, la atención de la demanda con criterios de confiabilidad, seguridad y economía siempre va a ser la premisa y bajo ese criterio y bajo esa premisa fue que surgieron entidades como la Unidad de Planeación Minero Energética, la UPME, se empezó digamos a estructurar la Comisión de Regulación de Energía y Gas, surge el CNO, el Consejo Nacional de Operación y efectivamente todas esas instituciones tienen como objetivo garantizar que la atención de la demanda, se haga de una manera confiable, segura y económica. Efectivamente la planificación del sistema, se hace a través de la UPME, pero como lo mencionaba el Dr. Alberto hay dos instancias de planificación: la planificación eléctrica y la planificación de la energía eléctrica, ¿sí? La planificación eléctrica, es respecto a las redes de transmisión, actualmente también de su trasmisión, nuevas subestaciones, transformadores que se

requieren, el Sistema Interconectado Nacional para atender esa demanda y también para posibilitar el mercado de energía, como lo mencionaba anteriormente el Dr. Alberto, el mercado de generación es esto; es un mercado de competencia, por eso las simulaciones, en cuanto a la operación esperada desde el punto de vista energético, no necesariamente son las mismas o sea no reflejan lo que pasa en la realidad. Por otro lado, desde el punto de vista eléctrico, efectivamente la UPME propende o debe propender para ello y los proyectos que defina la UPME que se adjudican bajo el mecanismo de convocatoria, buscan efectivamente eso, garantizar la atención de la demanda. Entonces bajo esa premisa, en teoría, en teoría efectivamente, la ley 143 busca ese objetivo, que es atender la demanda, con seguridad, confiabilidad y con criterio también económico.

J. P. Vale, súper bien. Bueno teniendo en cuenta lo que tú mencionas de que ese planeamiento como tal se hace en conjunto, nosotros tenemos una duda con respecto a, si como tal en el Centro Nacional de Despacho interviene en alguna parte del planeamiento de la expansión que realiza la UPME, tenemos entendido, pues ellos como tal conocen la operación real del sistema y no sé si ellos mandan señales que sirvan como tal a ese planeamiento de la expansión. 18:27

_ M.C: Por supuesto, por supuesto que sí, efectivamente tanto el Centro Nacional de Despacho, como el Consejo Nacional de Operación, son los responsables, de la operación del sistema pero la operación del sistema, tiene digamos como varias, varios horizontes de tiempo, entonces la operación de corto, mediano y largo plazo y efectivamente quien está allá en el centro de control, y está monitoreando todo el Sistema Interconectado Nacional, coordinando la operación, porque el CND coordina la operación del Sistema Interconectado Nacional, efectivamente ellos están viviendo las restricciones, las

limitaciones, los problemas lo que ocurra ante contingencias N-1, cuando hay un mantenimiento importante, en una central de generación o de una subestación, lo que implica desde el punto de vista de preparación del sistema para que el objetivo final siempre es atender la demanda con criterios de seguridad, confiabilidad y economía, es por eso que el CND, envía señales a la UPME, inclusive el CND hace parte de un comité llamado Comité Asesor de Planeamiento de la Trasmisión CAPT, el cual el secretario técnico es la UPME, el comité está conformado por las empresas del sector de transmisión, de generación, de distribución y también está el CND, en donde el CND le expone a la UPME a través del CAPT las diferentes problemáticas del punto de vista de atención de la demanda, de las diferentes restricciones que hay, inclusive el costo asociado a esas restricciones, lo que eso implica desde el punto de vista desde el componente tarifaria y la UPME recibe esa información para qué, teniendo en cuenta las limitaciones estudie y plantea alternativas de mitigación o de solución obviamente garantizando que la relación beneficio costo de ese proyecto sea mayor que uno, es decir, que sea mejor hacer la obra de transmisión que vivir con la restricción o la limitación, siempre que ésta se pueda cubrir, la restricción está asociada cuando el mercado no es perfecto y de manera obligada hay que generar con un recurso, para cubrir una limitación, es decir, el mercado que se hace todos los días, puede que diga que el generador A no salga despachado, porque seguramente es costoso, pero dada la limitación eléctrica que pueda haber una sub área donde es indispensable que ese recurso este generando, eso hace que ese recurso se prenda a un costo de reconciliación positiva y eso genera un sobre costo para el usuario final, es lo que Usted y todos pagamos en la tarifa y es lo que se conoce como componente de restricciones, entonces la UPME tiene que valorar, si es mejor vivir con esa componente

R que hoy puede estar alrededor de 25 – 30 – 50 \$/kWh, o es mejor hacer una obra de expansión de red que evite esa restricción, a veces es mejor vivir con la restricción, a veces es mejor vivir con la obra; y esa es la tarea fundamental de la UPME, pero todo esto retroalimentado por el CND y también por el Consejo Nacional de Operación.

J. P. Marco y esas señales quedan registradas en alguna plataforma o porque mecanismo se envía, sino por correo, tienen una plataforma, o son reuniones, como se envían estas señales.

M.C: Hay. Puede haber varias digamos varios mecanismos, digamos el más directo que recibe la UPME, son tres productos que son: el informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo, el informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo y el informe trimestral de restricciones. En los dos primeros se miran las restricciones y lo que se espera desde el punto de vista operativo en una ventana de dos y cinco años, y el tercer producto que es el informe trimestral de restricciones, lo que le cuenta no solamente a la UPME sino al CNO al sector en general, es lo que está pasando desde el punto de vista de las restricciones que se están activando, es decir cuáles fueron las restricciones que durante el último trimestre, se activaron en el sistema, en donde están ubicadas, a que activos hace mención y pues todo esto es la información base para que, tanto el CND le informe a la UPME y también el CNO le informe no solamente a la UPME, sino por ejemplo al Ministerio de Minas y Energía, la misma CREG, cuando se dice por ejemplo; no sé, en el mediano o largo plazo, es indispensable que un proyecto de generación entre en servicio, y no sé, hay alguna dificultad o una limitación y pues que se active una señal de alarma, lo mismo cuando por ejemplo: un proyecto de red está atrasado que es fundamental y esencial y el mismo no está en operación, lo cual puede generar un

sobrecosto muy alto en materia de restricciones o inclusive desatención de la demanda. Entonces eso, digamos de forma de donde se puede encontrar esas recomendaciones y por supuesto están las comunicaciones, las cartas que se envían, por ejemplo: desde el consejo, son producto de las reuniones del mismo CNO y sus diferentes comités, donde se acuerda que efectivamente, a la vuelta de la esquina, por ejemplo: hay una problemática, hay una limitación, una restricción, que puede repercutir en el sistema y se envían esas comunicaciones tanto para el ministerio y la misma UPME. Hay varios mecanismos como le comentaba: los tres primeros y las cartas oficiales que se envían tanto por parte del CNO, como el CND.

J.P. Vale perfecto. Digamos en esas comunicaciones de las señales, se tienen encuentra lecciones aprendidas, me refiero es: a que como tal ¿Quién comunicar las lecciones aprendidas si se llegaran a tener en cuenta y si esas quedan almacenadas en algún documento?

_M.C: Sí, sí efectivamente, No sé por ejemplo: lo que pasó en el Niño 15/16 entonces la idea es que pues, Niños siempre van a haber, y seguramente el próximo año o el que sigue, va a pasar, va a ocurrir, y entonces efectivamente cuando están las alertas, se tienen en cuenta lecciones aprendidas, por ejemplo: las lecciones aprendidas del Niño 15/16 lo que pasó, por ejemplo: en el Niño del 2010, lo que pasó en la Niña del 2009 bueno, etc., etc., etc. y sí, se contemplan esas lecciones aprendidas.

J. P. Pero ¿esas se comunicaste en esos mismos informes que tú me mencionaste o hay digamos un documento o un espacio aparte donde se registran?

_M.C: Puede, pueden estar en los informes de planeamiento, pero quedan de forma más explícita en comunicaciones sectoriales. Por ejemplo, el CNO, en su momento envió una comunicación al ministerio mostrando lo que fue la experiencia del Niño en el 15/16, lo que pasó, inclusive esas lecciones aprendidas, generan resoluciones o proyectos normativos o regulatorios por parte de la CREG, como por ejemplo, la resolución, la resolución que habla sobre el estatuto de desabastecimiento, que fue una respuesta a una lección aprendida durante un momento crítico donde si bien no se declaró Niño, si hubo bajos aportes hídricos al Sistema Interconectado Nacional. Entonces pueden estar en cartas, pueden estar en documentos de trabajo, pueden estar en los mismos informes y eso inclusive genera respuesta por parte de las entidades sectoriales como, por ejemplo, resoluciones, le pongo por ejemplo un caso, cuando se mencionaba que el área oriental, es decir, Bogotá iba a estar en riesgo, por la demora de un proyecto de expansión y transmisión llamado Nueva Esperanza, se hizo la gestión, se hicieron los análisis y esa lección aprendida de lo que se había vivido en otras subáreas, convocó a una resolución que es: las ampliaciones bajo condición de emergencia. entonces sí, para responder concretamente, efectivamente, sí hay comunicaciones, hay cartas, en el mismo documento, pero que haya una metodología, que diga que debe estar registrada y que se debe reportar, No, eso depende del momento. Pueden quedar en comunicaciones, cartas, documentos de trabajo o en los mismos informes de planeamiento operativo eléctrico de mediano y largo plazo.

J. P. Ah vale, ósea en algunos casos incluso podría ser *on demand* o sea que de pronto alguna entidad suministre esas lecciones....27:12 ... ósea como lo que tu mencionas... como lo que sucedió con los cables de Guatapé.

_M.C: Sí, si esa por ejemplo es una lección aprendida, donde inclusive actualmente está en trámite un proceso de revisión del código de red, la resolución CREG 025 del 95 y todas sus modificaciones y está manejando el concepto de los famosos cisnes negros, que son eventos baja probabilidad ocurrencia pero de alto impacto, se está planteando y proponiendo que efectivamente que en función de esa lección aprendida se monitoree y se gestionen los denominados, ejemplo, los cisnes negros, es un ejemplo muy válido de lo que pasó y lo que estamos recogiendo de ello. Lo que paso, por ejemplo, en su momento en el 2009 – 2010 donde las plantas térmicas, algunas de ellas pues necesitaban combustibles, en su momento no estaba la planta de regasificación del Caribe. En el Niño 15 – 16 algunas plantas funcionaron con combustibles líquidos, porque para ese momento no se contaba con la planta de regasificación. Eso obviamente generó una lección aprendida y se gestionó lo más pronto posible para instalar una terminal de regasificación, que hoy en día está en servicio. Y, por ejemplo, se espera que para próximos Niños ya con esa y con el gas natural importado GNL, gas natural licuado, se tenga mayor disponibilidad de esas plantas y operen con un recurso que es más económico que trabajar con *Fuel Oil* N° 6, con *JET Full* o ACPM, con combustóleo u otro tipo de combustible. Efectivamente.

J. P. Digamos esa información que suministra el CND, que suministra al CNO, consideras que podría mejorar como tal la manera en que se suministra, me refiero.... (ajuste del micrófono) ¿Los mecanismos del suministro de información que se dan entre CND, CNO y las demás entidades, consideran que podrían mejorar?

_A.O: Si quiere yo primero Marco y después Tú. Damos nuestro punto de vista en el tema de información. Sí obviamente, en este tema, en esta época, estamos pasando por un

tema de digital, el tema de avalancha de información y todos esos temas de métodos de manejo de información, etc. Sí, todo tema de información es susceptible de mejorar obviamente, tenemos que dar un salto, todavía estamos trabajando con formatos para envío de la información por parte de los agentes, todavía manejamos Excel, etc., Yo creo que en eso si hay temas de manejo de información que se debe dar un salto a plataformas u otro tipos de medio de reporte de información y de consulta de información y se están haciendo esfuerzos obviamente por modernizar esos temas pero si hay, siempre en el tema de información hay espacio para mejorar.

_M.C: Sí de acuerdo con lo mencionado por el Doctor Alberto. Sobre todo en un mundo donde efectivamente, pues, por ejemplo, el Sistema de Distribución Local va a ser tan fundamental y preponderante para garantizar esa seguridad y confiabilidad del sistema, la conexión de la generación distribuida, a éstos niveles, hace que los Sistemas de Distribución Local migren al concepto de lo que llaman en Europa y USA: los DSO's. Para que ellos proporcionen información a los que operan las redes de subtransmisión y de transmisión, y que obviamente se garantice la atención de la demanda, esto implica un manejo de información, casi en tiempo real, tecnologías de comunicación e infraestructura, que hacen que el intercambio de información en tiempo real para la operación y que inclusive, la información necesaria para hacer el planeamiento de la operación, sea de una muy buena resolución, pues que sea confiable y segura. Efectivamente todo está propenso a mejorar.

J.P: Vale y con respecto a, ya mirando la entrega de información como proceso, como una metodología de entrega, ¿consideran que la metodología en como de suministro de

información podría también mejorar? Digamos dejando un poco ya vinculándolo con la tecnología. Sí, pero asociándolo más como al proceso.

_M.C: Sí, igual también, sí también. Todo es constantemente, por ejemplo, en el consejo se están definiendo mejores formatos, las soluciones de la CREG hablan de plataformas de transacción de información, inclusive para operar, cuando se hace un redespacho, en su momento se hacía vía teléfono “venga suba tantos megavatios, baje tantos megavatios, tengo una dificultad” hoy en día es en plataformas de intercambio de información en tiempo real, hay redundancia, eso respecto a tecnología, y eso también involucra por supuesto, los procedimientos, los formatos, por supuesto también, siempre hay un constante mejoramiento también.

A.O: De acuerdo Marco.

J. P. Bueno muchísimas gracias, ya son prácticamente todas las preguntas que nosotros tenemos, no sé si de pronto ustedes consideren que debemos tener algo más en cuenta asociado a temas de nuestro trabajo de grado.

_A.O: Pues no, lo que ustedes estamos a su disposición, cuando necesiten alguna aclaración, tengan alguna pregunta, nos la mandan por correo y nosotros trataremos de responder, para mantener ese link porque yo sé que van a salir muchas más preguntas, en el transcurso del desarrollo de ustedes y estamos a su disposición. Listo.

P.J: Alberto, Marco como están les habla Paola Jiménez, Yo sí tenía una última pregunta, agradecerles porque la entrevista realmente ha sido supremamente clara, a pesar de que el tema del sector es inmenso, ustedes nos han dado toda la claridad que necesitamos para nuestro trabajo, entonces, pues agradecerles mucho, pero, tengo una

pregunta relacionada con los indicadores, al principio de la entrevista mencionaron unos indicadores, esos indicadores los miden diario, no sé, ¿cómo llevan esa medición?, obviamente dependiendo del indicador, lo harán de distintas formas, pero quisiera saber la temporalidad en la que hacen esa medición.

A.O: Marco, si quieres responderle a Paula. ¿Habla de los indicadores de confiabilidad cierto?

_M.C: Sí es que sí. Son como dos tipos de indicadores. Cuando el Doctor Alberto mencionaba, el procedimiento, el proceso para hacer el planeamiento operativo energético y potencia de mediano y largo plazo, es un ejercicio prospectivo, es decir bajo las condiciones hidrológicas actuales, bajo las condiciones de disponibilidad de las diferentes plantas de generación tanto hidroeléctricas como térmicas, teniendo en cuenta, por ejemplo, la proyección de precios de los combustibles líquidos que hace la UPME, considerando intercambios internacionales, con Ecuador o sin Ecuador, etc, etc, etc,. Uno hace una prospección, de cómo va a ser la operación esperada, desde el punto de vista, energético y de potencia, y hay unos indicadores que miden, si esa operación esperada a futuro va a ser confiable y son lo que mencionaba anteriormente, el valor esperado de energía de racionamiento, VERE, el valor esperado de racionamiento de energía condicionado VEREC, y el número de casos con déficit, que está asociado básicamente a una confiabilidad mínima del 95% Esos criterios pueden ser obtenidos como, como son indicadores de desempeño futuro, es decir, por ejemplo, si Yo hago una simulación hoy de aquí a dos años y Yo veo que por ejemplo, el VEREC es mayor al 1.5% que es el límite, es decir que el valor esperado de racionamiento de energía condicionado, no debe ser mayor al 1.5% de la demanda de esa etapa de simulación o para ese mes específico,

eso me genera una señal, ese VEREC Yo lo calculo ya sea con resolución mensual o resolución semanal, es un indicador prospectivo que da alarmas. ¡Huy! Tenemos un VEREC que está en el 3%, ¡no! hay que hacer algo, juepucha, el proyecto no va a entrar, Ituango no va a entrar o sí va a entrar, las plantas que tienen una obligación de energía firme, se pueden demorar por atrasos en la red, ese es un indicador prospectivo, pero hay otra serie de indicadores, que lo que tratan de cuantificar o medir es como es la operación en tiempo real, por ejemplo, el número de variaciones lentas o rápidas de frecuencia. Segundo: El valor de demanda no atendida tanto programada, como no programada. Tercero: El tiempo que efectivamente se demoran, hacer las diferentes consignaciones. ¿Qué es una consignación? Cuando Yo, por ejemplo, voy a hacer un mantenimiento, sobre una subestación o sobre una línea, Yo tengo que reportar al CND y coordinar con ellos que voy a hacer dicho mantenimiento. Y hay unos tiempos establecidos para ello, si se demoran más o menos de lo reportado. Están indicadores de supervisión y confiabilidad de los diferentes activos en la operación. Y así hay muchos indicadores que lo que tratan de reflejar es como es el desempeño en la operación del sistema, se revisan de manera semestral, trimestral y hay múltiples soluciones temporales, sea por consignación, es que simplemente hubo un rayón de frecuencia, ahí el tiempo es muy cortico, es mínimo, es ínfimo, pero hay otros, que es lo que mencionaba el doctor Alberto que son prospectivos, entonces esos depende de muchas cosas, de lo que tú quieras ver, quiere ver el desempeño de la operación actualmente, de cómo fue la operación, es posterior no es exante, y eso se hace de forma periódica aquí en el consejo, con la información del CND y hay otras como lo mencionó el Doctor Alberto prospectivos, que es para dar alerta y señales y tomar las decisiones correspondientes, que pueden estar en diferentes resoluciones temporales.

P.J: O Key. Muchísimas gracias por la información.

J. P. Bueno. Alberto, Marco, muchas gracias por su tiempo, por hablarnos a nosotros, toda la información que nos dio y también quedamos a su disposición si alguna vez necesitan algo de nosotros

A.O: Listo Juan Pablo, no, estamos a su disposición. Muchísimas gracias, hasta luego.

ENTREVISTA JOHN REY

J. P. Bueno John muchas gracias, antes de comenzar como tal y contarte sobre nuestro trabajo de grado y demás, nos gustaría saber un poco de tu experiencia laboral para, pues también dar un poco de validez a la entrevista.

John. O Key, bueno pues gracias a ustedes por la invitación y Yo soy ingeniero electricista de la Universidad Nacional, yo me gradué en el año 1998. Después estudié, hice una especialización en Gerencia Estratégica en la Universidad de la Sabana y laboralmente Yo me incorporé a AES CHIVOR, en ese entonces se llamaba Chivor, Yo entré al área comercial, a manejar temas de contratos. Después de dos años entré a la bolsa, estuve trabajando en la bolsa de energía en Chivor, por otros dos años. Después de eso, entré aquí a Codensa inicialmente, en el área de compras de energía, yo trabajé en compras de energía como unos 5 años, después de eso, digamos que en ese momento compras de Energía pertenecía a la gerencia de regulación, la gerencia de regulación se estructuró, se empezó a estructurar digamos en el tiempo y Yo estando ahí me dijeron: “oiga, hay un área que se va a formar, que es el área de regulación y generación. Usted como ha tenido experiencia en generación, si le interesa”. Si claro.

Entonces salí del área de compras de la entidad de Codensa y entré a trabajar con Emgesa, tuve una sesión de contrato, y a trabajar en temas regulatorios en aspectos de generación, ahí duramos trabajando unos 4 - 5 años, después unos cambios que se dieron aquí, salió la oportunidad de la jefatura del área de división y entré a la jefatura, y ya son 6 años más o menos en la jefatura. Entonces Laboralmente esa es como mi historia, así bastante resumida.

J. P. Y digamos con respecto al CNO, ¿Tú tienes participación?

John. Sí, entonces te voy a contar un poquito que hacemos en la gerencia de regulación. Básicamente la gerencia de regulación, el nombre completo es Gerencia de Regulación, Relacionamiento Institucional y Medio Ambiente, entonces son bastantes temas que miramos, ¿Cómo estamos estructurados? Nos encabeza la gerencia que esta Diana Jiménez que es la gerente, Diana también ha hecho carrera aquí en la empresa, hay cinco divisiones en este momento, una división que mira los temas de distribución que lo maneja Wilmar Garzón, que tiene su equipo de trabajo, hay otra división que mira los temas del medio ambiente, está Víctor Ángel con su equipo de trabajo, otra división que es la de Racionamiento Institucional que está Juliana Ramírez, con su equipo de trabajo, una división nueva que se creó, la maneja Andrea Villa, que es una persona que viene de Italia, ha trabajado con varios temas de Enel Américas y ahoritica los está enfocando en sistemas de información de mercado y la transición energética, que de alguna forma se está dando, y finalmente estoy Yo en la división de generación, miramos los sistemas de generación, comercialización de gas y eso es básicamente. Entonces ¿la gerencia de que se encarga? La gerencia, de alguna forma representa y define las posiciones que tiene la empresa ante la institucionalidad, y eso incluye tanto gremios como algunos comités para

entrar ahí al tema que me preguntas del CNO. Entonces, dentro de la institucionalidad, nosotros tenemos como le decía, definir internamente en conjunto con las diferentes líneas de negocio, de pronto no sé si saben, pero en la empresa, el Grupo Enel aquí, son básicamente 3 empresas, está Emgesa, está Codensa y está Enel Green Power. Emgesa y Codensa tienen la particularidad que tiene un socio, el Grupo de Energía de Bogotá, y Enel Green Power es una empresa que no tiene ningún socio y es 100% ENEL. Pero las tres empresas, pertenecemos al grupo ENEL que es la Holding. Entonces, somos empresas por decir independientes en el mercado, independiente es que las líneas de negocios en las que tu estas, *Energy Management* por ejemplo, es independiente de lo que hace el área comercial de Codensa, entonces si bien tenemos al socio, de alguna forma ante el mercado somos empresas independientes, somos grupo empresarial, pero no somos empresas integradas verticalmente como si lo puede ser EPM que claramente es una empresa integrada verticalmente que cumple todas las funciones, es decir: son generadoras, son comercializadores, son distribuidores, son transmisores incluso y lo operan integrado. Nosotros estamos separados, entonces Codensa es el operador de red del área de Bogotá y comercializador, y Emgesa es un comercializador generador que tiene pues también mercado en general y participa en la bolsa de energía etc.,

Sí digo algo que de pronto no entiendan, y quieren que les profundicemos pues me cuentan, si de pronto me estoy metiendo mucho en el tema de mercado. Entonces somos independientes y nosotros aquí en la gerencia, somos transversal, ¿Qué quiere decir eso? Que, si bien pertenecemos a empresas como tal, vemos los temas de forma transversal, es decir Yo miro los temas de generación, temas regulatorios que tienen que ver con generación y comercialización de gas. Wilmar que es el compañero de distribución,

también ve los temas, nosotros podemos discutir temas y definir posiciones, por ejemplo, movilidad eléctrica, entonces se define una posición de movilidad eléctrica que se defiende, y como somos transversales, si bien hablamos, Yo hablo siempre por la Emgesa, digamos en los auditorios donde Yo me muevo Y Wilmar habla por Codensa, la idea es que tengamos una posición unificada, no tanto así con Enel Green Power. Enel Green Power al ser una empresa que tiene unos objetivos de alguna forma diferentes, a veces nos encontramos en los argumentos. Pero para volver en el tema de lo que yo hago, aquí en la gerencia definimos la posición de la empresa en diferentes aspectos y eso lo discutimos con la institución, entonces la institución del sector, como ustedes saben, está el ministerio de minas, nosotros gestionamos por decirlo así al ministerio de minas, gestionar es decir si definimos que la posición del grupo, es que vamos a atender la movilidad eléctrica, entonces llevamos, cuáles son los planteamientos que defendemos como grupo ENEL como Codensa, y como Emgesa en particular y se los planteamos al ministerio de minas. Vamos a la CREG, que es la Comisión de Regulación de Energía y Gas, que la CREG como ustedes saben define las normas con las cuales nos movemos en los mercados que actuamos. Entonces también, vamos a la CREG, planteamos las posiciones, como les decía esas posiciones se definen de forma coordinada al interior de la empresa. Entonces, yo voy a *Energy Management*, voy la línea de renovables, voy a la línea de *termal* y al final entre todos definimos una posición. Vamos también a la Unidad de Planeación Minero Energética, la UPME, estamos en la UPME si es que se requiere ir con ellos y si se dan cuenta, el tema del racionamiento institucional está muy ligado. Entonces, si bien nosotros vamos a defender temas regulatorios que tienen que ver con el negocio, con temas futuros de cómo queremos que se mueva, incentivos, etc., lo hacemos como regulación,

pero el tema de racionamiento institucional nos sirve, pues para empatarlo y tenerlo como una posición homónima, eso para evitar cosas que uno ve en otras empresas y es que, en un comité, en un gremio o ante el ministerio, etc., hay empresas que dicen “A” Y la misma empresa con otro representante, está diciendo “B” y nosotros también, entonces no hay una coherencia, la gerencia de relación busca darle esa coherencia y ser *front*, digamos, o la cara del grupo ante la institucionalidad, tenemos la plena certeza que, si decimos “A” en éste escenario, el “A” lo vamos a ratificar en otro escenario y así y eso se ve digamos, es evidente y es como una justificación y una ganancia de tener una gerencia que mire transversalmente las cosas.

Entonces dijimos Ministerio, CREG, UPME, y ahí vienen los comités, entonces en los comités, hay dos comités asesores: el Consejo Nacional de Operación que tu mencionas y el Comité Asesor de Comercialización. En el Consejo Nacional de Operación, nosotros participamos, porque la participación se define por ley; entonces dicen: “podrán participar en el Consejo Nacional de Operación, las empresas generadoras y que tengan tanto porcentaje de participación en el mercado, entonces, eso nos asegura de alguna forma, que nosotros como Emgesa estamos allí y eso lo coordinamos aquí en la gerencia. El Consejo Nacional de Operación es un ente, que tiene unas funciones por ley y la participación en particular es bastante técnica, que quiere decir eso, pues que no se discuten aspectos comerciales o aspectos económicos, como si lo podemos hacer tranquilamente en un gremio. Entonces en un gremio se discute en aspectos, que es importante aclarar, que, si bien uno puede discutir aspectos económicos o comerciales, no es el escenario donde uno vaya a definir precios o a ponerse de acuerdo con los agentes, que ese es un tema súper sensible que tenemos en la empresa y es bastante claro, que en los gremios, no se discuten

precios, no se hacen acuerdos para nada; simplemente se discuten aspectos regulatorios, aspectos, digamos políticas, incentivos regulatorios etc., y se construyen también las posiciones en los diferentes gremios. Entonces el CNO en particular, como te decía, es un cuerpo, también como colegiado, está el CNO que es como la plenaria y debajo del CNO se encuentran una serie de comités. Entonces, nosotros participamos en todos los comités y desde la gerencia de regulación, coordinamos precisamente cuáles son esas posiciones y esos mensajes que tenemos que llevar unificados, para evitar, lo que les decía, no cometer de decir: “A” y en otro comité decir “B”, y quedar todos súper mal ante el sector. Entonces como gerencia, eso es así, también grueso, otra cosa importante, como nosotros gestionamos a la CREG, como gestionamos a la UPME, etc., lo que buscamos más que nos den algún tipo de ventaja competitiva en el mercado, lo que estamos buscando es que la cancha sea así súper planita y la posibilidad de que podamos participar en cualquier aspecto, lo que les mencionaba: el tema de movilidad, el tema de baterías, en tema de lo que sea, que tengamos las mismas posibilidades todos los agentes del mercado y ya es la habilidad de las áreas y de las líneas de negocio, la que define si en baterías logramos entrar y pusimos baterías y nos van a remunerar en esa competencia que se tiene que desenvolver, nosotros garantizamos que podamos estar, que podamos entrar y que la cancha esté planita para todos los agentes. Ese es uno de los objetivos que tenemos.

J. P. Muchas gracias John. Digamos; vamos a comentarte, en qué consiste nuestro trabajo, para también direccionar las preguntas hacia esos temas, ¿sí?

John. O. Key.

J.P. Como te mencionamos es un proceso de gestión, entonces; estamos mirando las cosas que se hacen como tal en el sector. El proceso es “gestión de beneficios”; digamos

a grandes rasgos la gestión de beneficios, lo que busca, es qué, los beneficios por el cual, se construyeron los proyectos, en verdad se den y que además esos beneficios se puedan sostener y mantener en el tiempo. Decidimos seleccionar como tal el sector energético, para analizar el tema de gestión de beneficios, por la gran cantidad de proyectos: ya sean de transmisión, generadores y demás, que, pues operan en conjunto, para cumplir unos objetivos sectoriales. Digamos también identificamos que la ley 143, en la ley eléctrica, se establece el objetivo del sector, que es como tal suministrar la energía de manera segura, confiable y al menor costo. Y como tal la operación conjunta de todos éstos proyectos, vemos que está orientada a este cumplimiento de éste objetivo y el que nosotros también estamos asociando como un beneficio. También nosotros, digamos, para aterrizar nuestro trabajo de grado nos estamos enfocando en el mantenimiento y sostenimiento del beneficio, es decir, cuando los proyectos ya fueron ejecutados y entran a hacer parte de la operación. La idea es que ese beneficio, por el cual entro ese proyecto, se mantenga, estamos asociándolo a un tema sectorial, porque las empresas tienen beneficios propios, que son ingresos y demás, pero lo estamos asociando más al tema del sector. Tema país.

Bueno, partiendo de eso, vamos a hacer unas preguntas, asociadas a lo que se hace como tal en el sector, para nosotros pues también poder elaborar la guía que queremos construir, lo estamos mirando desde el tema procedimental.

Digamos, también según lo que hemos visto, se realiza como tal en el sector, un planeamiento de la operación, de lo que se espera, de cómo se espera que se opere el sector como tal, de hecho, en la misma ley hay una actividad que se le otorga al Centro Nacional de Despacho y está asociada con informar periódicamente al Consejo Nacional de Operación acerca de la operación real, esperada de los recursos del SIN y los riesgos para

atender confiablemente la demanda, digamos, desde tu perspectiva y participación como tal en ese consejo, ese planeamiento de la operación se construye como una línea base de lo que se espera, que va a ser la operación del sistema y luego, ya de que pasa la operación real, se dan esas retroalimentación diciendo, con respecto a lo esperado, si ¿se cumplió o no?

John. Hay Efectivamente. En el CNO, digamos que, XM siempre hace esa planificación y lleva unas presentaciones donde muestra un poco los escenarios, entonces dice: “Mire, estoy corriendo un modelo, donde estoy incluyendo todos los supuestos”, dentro de los supuestos, está el crecimiento de la demanda, el parque de generación con el que cuento, los proyectos que van a entrar, las líneas de transmisión etc., y con base en eso, mensualmente se hace un ejercicio que es actualizar la información, entonces, que ocurre, mes a mes se actualiza, digamos tanto los aportes, por ejemplo, las variables como aportes energéticos, las variables como comportamiento de la demanda etc. y los proyectos que salen, por decirte algo, cuando hay una subasta de cargo por confiabilidad se obtiene un resultado, que es básicamente unos proyectos que van a entrar, en un periodo futuro.

Si en el horizonte de análisis, porque típicamente el horizonte de análisis de XM en ese planeamiento son dos años, aunque ellos hacen una corrida también a 10 años, si en ese horizonte están los proyectos que entran o por cargo por confiabilidad o mediante las subastas de contratos de largo plazo, se incorporan en ese modelo. El modelo incluye todo esto, se toman proyecciones de la demanda de la UPME, estimaciones de caudales, etc., para las nuevas tecnologías también, viento, radiación y se hace la proyección; y se

identifica a futuro, si con esos recursos que tiene la proyección de demanda, se puede atender la demanda o se presentan algunos casos de déficit que también pueden ocurrir.

Pero ese ejercicio que tú planteas, de decir: Yo dije, por ejemplo, hace un mes que tenía esto o un poquito más largo, hace un año, yo suponía que el comportamiento era éste, versus lo que en verdad está ocurriendo en la realidad, eso no se hace, no se hace, tal vez en la proyección de demanda, ese ejercicio lo veo claramente, por ejemplo: En la proyección de demanda, de la UPME. La UPME típicamente si dice: mire Yo estimo que el crecimiento de la demanda va a ser este, después de ese crecimiento digo “ha bueno el comportamiento de la demanda ha evolucionado así” y eso sí lo comparo, que es un ejercicio, si te entiendo más o menos hacia donde va la pregunta. En el del CND no se hace, y me parece que sería bien útil porque típicamente los escenarios que corre el CND tienen un perfil de riesgo asociado al CND, que quiero decir, es decir: El CND tiene unas funciones, y si al CND se le dice: “Usted tiene que garantizar que más o menos no nos apaguemos”, y en ese “no nos apaguemos” lo que hace típicamente el CND es utilizar la mayor cantidad de recursos, que, crítica que hemos hecho los agentes, es que a veces la operación se hace muy sobre segura, muy sobre segura es que ellos estiman por ejemplo: el planeamiento se hace con un criterio determinístico, es decir, yo tengo una red y yo supongo que no tengo una línea y ya, la probabilidad es 100% de que no esté una línea y corro, y hago una corrida, etc., entonces, lo que se dice es, tal vez el planeamiento, éstas corridas podrían hacerse un poco más probabilísticas. Es decir, ¿Cuál es la probabilidad de que salga una línea crítica para el sistema? y ¿Cuál es el impacto que genera, que salga una línea crítica? En general, digamos unas dinámicas un poco menos restrictivas, porque cuando tú haces una operación sobre segura, eso lleva a que tienes un sobrecosto. Y como

tú lo decías, la operación, económica, confiable, etc., se te empieza a hacer un poco más costosa.

Deme un segundo que voy a confirmar, está que me timbra éste aparato.... Entonces ese ejercicio, no se hace. Y el perfil de riesgo, como les decía, del CND típicamente es alto. Entonces puede que la operación resulte costosa y talvez no se hace porque puede mostrar muchas cosas. ¿No?

Al final uno puede decir, oiga suponíamos que ésta situación iba a ser compleja y los modelos nos estaban arrojando esta situación y el modelamiento esto. Entonces, de alguna forma es exponer al CND, al decir muéstrame un poquito de tu gestión y lo que tú estás estimando ¿qué pasó? Ese ejercicio no se hace.

J. P. Vale.

John. Pero lo voy a tener en cuenta, porque yo voy al CNO entonces pudiéramos implementar algo...

John. Lo que pasa es que también, ¿Qué ocurre?, cuando estamos en condiciones, por decirlo así, normales de operación, entonces es cuando tenemos agua suficiente, las plantas térmicas funcionan y entonces contamos ahí como que vamos con la inercia de las cosas y cuando hay un fenómeno del Niño esta vaina se vuelve crítica. En el último fenómeno del Niño, la función del CNO se volvió crítica, se volvió compleja, porque al final el CNO tiene una función, y es decir, si usted CNO se da cuenta que, con esas corridas, con esos escenarios, con el fenómeno del Niño, no pasamos, tiene que levantar la mano y decir “Señor Ministerio de Minas mire, no vamos a pasar, no vamos a pasar y sugerimos hacer un racionamiento” y hablar de racionamiento en el país eso es como un

pecado, eso es como decir brujería, porque aquí después del apagón del 92 la política de gobierno eran “no nos vamos a apagar”, entonces, no nos vamos a apagar, es que entonces creamos el cargo por capacidad, el cargo por confiabilidad, han entrado los proyectos y efectivamente no nos hemos apagado, pero eso es un tema costoso, al final eso tiene un costo. Si tú quieres un 100% de confiabilidad, tú tienes que pagar 100% de confiabilidad, entonces, el tema se vuelve muy fuerte políticamente, porque si el ministerio está diciendo al país “tranquilos, que no nos apagamos”, que eso fue lo que sucedió en el 2015 – 2016, y sale el CNO a decir “Oiga no, yo estoy viendo que sí nos vamos a apagar”, entonces tiene un tema político pesadísimo, y entonces uno señalar “es que usted proyectó tal cosa y no resultó, se vuelve como un juicio, de alguna forma, y es complejo”. Pero sí, Yo creo que sí, creo que alguna vez lo plantee, porque es que, cuando uno mira los escenarios del CND, como les digo, con ese perfil de riesgo, uno dice: “necesitamos 90 Gigas de generación térmica diaria, en el próximo verano” y uno mira la historia y sí, hemos pasado y en condiciones, si, hemos entregado 60-70 Gigas, entonces uno dice, como que el sistema ve algo más tranquilo y el CND siempre ve algo al límite, “o sea estamos operando al límite y vamos a pasar ¡Uh!”. Bueno, entonces lo tendré muy en cuenta.

J. P. Vale, Pues si, esa también es la idea. Tratar de traer otras prácticas que se aplican en otras gerencias, al sector. Bueno de esos riesgos que tú nos mencionas, esos niveles de riesgo. Cómo se identifican y gestionan los riesgos a nivel del sector, es decir, los riesgos como tal ¿los identifica y los gestiona el CND? o ¿son los agentes? o ¿quién es el encargado del tema de riesgos?

John. Digamos: De los riesgos, que se identifican en la operación, yo creo que hay como varios actores; entonces, uno está en la planificación, la planificación la tiene la

UPME, pues la UPME es la que hace los planes de expansión. Ustedes saben que son indicativos para la generación, porque en generación está el cargo por confiabilidad, y bueno, las subastas de contratos de largo plazo; y en transmisión es mandatorio, es obligatorio. Entonces, en transmisión la UPME, dice: “bueno, después de la subasta a cargo, salieron 5 proyectos”, entonces yo tengo que conectar los proyectos, es obligatorio conectar esos proyectos. Aparte de eso, la UPME chequea digamos en general la operación del sistema y dice: “listo aparte de los de cargo por confiabilidad, que tengo que conectarlos, y tengo que abrir una convocatoria, para mirar quién es el que lo va a conectar”, ellos hacen análisis de restricciones del sistema. En las restricciones del sistema, dicen: “¡listo! aparte de esto, que yo tengo que hacer, también tengo que conectar, allí en la costa, una cantidad de proyectos: La subestación A, la subestación B, porque ya estoy viendo que el límite de operación de algunos equipos o subestaciones se está superando, o el nivel de las restricciones, en el área en general, está muy alto y justifica el hecho de que yo ponga esa línea para que la operación sea segura, confiable y económica etc.”, y lo hace. Entonces ¿el riesgo a que va?, que la UPME dice: “la CREG dice, por un lado, la subasta se hace cada 4 años”, de cargo por confiabilidad, y la UPME toma esta información y le quedan efectivamente 4 años para lanzar la convocatoria y que los proyectos lleguen, ¿Qué está ocurriendo en la práctica?, en la práctica está ocurriendo que cuando uno mira de tiempo atrás los planes de expansión y las recomendaciones que se tenían, se da uno cuenta que los tiempos de planificación de 4 a 5 años están quedando muy cortos. ¿Por qué?, por varios aspectos. Uno el aspecto de Ingeniería propio digamos de hacer y construir la línea, pensar en 4 -5 años puede ser algo razonable, pero un aspecto que se ha venido, por decirlo así, exacerbando en los últimos tiempos, es el tema de

conseguir las licencias sociales y las licencias ambientales de los proyectos. Entonces ustedes saben que, en la Costa, en éste momento, el tema de las restricciones y la atención de la demanda y las inversiones que se requerían hacer, están muy atrasados, que le ha tocado, que era una tarea que tenía que hacer Electricaribe, Electricaribe es un operador de red, también digamos que atiende el Sistema de Transmisión Regional, ellos se han atrasado con los proyectos y le ha tocado al gobierno salir a hacer los proyectos. Y ¿es qué? decirle a la UPME: “UPME saque una convocatoria para...”, no sé si se acuerdan, una cosa que se llamaba el “plan 5 caribe”, que fue un plan que sacó el gobierno, para decir: “como éstos manes no están haciendo inversión, yo lo voy hacer”, entonces, “Yo lo voy hacer” es que le digo a la UPME “saque una convocatoria para hacer esto, esto y estos proyectos que son muy cruciales, para la operación en la costa”, abren unas convocatorias públicas, vienen los oferentes, se adjudican y después entran a hacer todo el proyecto. Entonces, el modelo que tenemos hoy en día es: Hay un agente central que se llama UPME, que identifica cuáles son los proyectos, después, esos proyectos se estructuran y se lanzan mediante unas convocatorias públicas. Las convocatorias públicas, es el mejor postor finalmente el que se va a ganar el proyecto, al ser el mejor postor, se le traslada a ese agente o a ese inversionista todos los riesgos de construir y desarrollar la infraestructura. Y eso incluye, como les decía, los riesgos de conseguir las licencias ambientales, los riesgos de hacer la socialización con las comunidades y tener los permisos. Es un primer riesgo que yo identifico fuerte, que hoy en día se está viviendo, y que recientemente se ratificó en el congreso del MEM, que no sé si tú estuviste o tuviste la oportunidad de ir. (J.P. NO, no fui), pero digamos que uno de los mensajes que dio el CNO en ese congreso fue “oiga, estamos quedándonos muy cortos en los tiempos”,

entonces todo el mundo dice: “bueno si ese es un riesgo para el sector, porque si se atrasan los proyectos, que yo tenía previsto para que éste tema de restricción se atendiera, lo que pasa es que vamos a ver incrementadas las restricciones”, que es un tema que si ustedes le hacen seguimiento a las variables del mercado, se da uno cuenta que el tema de restricciones se ha ido disparando y es porque se requiere más recursos costosos, en el sistema, que básicamente está todo enfocado en la costa y en la costa tenemos los recursos térmicos y poner a funcionar los recursos térmicos es costoso, entonces el costo de las restricciones se ha venido disparando, se ha venido creciendo y este es el sobre costo, digamos, que se ve. Con el atraso llegamos a eso, también qué pasa con el atraso, que la calidad se disminuye, entonces, ustedes han escuchado que, en la costa, todo el mundo queja “que aquí se va la luz, y entonces, se demora tanto tiempo en recuperarse” y eso es las personas, digamos como los usuarios regulados. Los no regulados sí que se quejan más, imagínense la costa es un foco de crecimiento industrial grandísimo, los industriales tienen allá sus grandes empresas y es tan malo el servicio, que ellos han empezado a desarrollar proyectos de autogeneración. Entonces dicen: “mire, aquí se me va la energía tanto tiempo que yo prefiero montar mi planta de cogeneración o una batería, cualquier cosa poder atender el servicio y evitar que mi línea de producción se me caiga”, eso lleva sobre costos, entonces, uno de los riesgos grandes, que digo yo, hoy en día con el tema de planeamiento en todo el contexto que les menciono, es la planeación. ¿Quién lo soluciona?, entonces, eso ha sido una discusión sectorial todo el tiempo, entonces, el CNO dice, pues yo levanto la mano y digo, aquí mi tarea me dice que yo eche para adelante y mire, y se les hace seguimiento a los proyectos y se creó un radar de seguimiento de proyectos y en ese radar dice el proyecto X que antes estaba en verdecito, ya en éste

momento se encuentra en amarillo y va para rojo, ¿por qué?, porque entonces el inversionista dice: “La socialización con la comunidad tiene que negociar con 20, 30, comunidades indígenas y ahora está el tema de la línea negra, que la línea negra en alguna forma son áreas protegidas y si tu proyecto va por ahí, o sea, más o menos olvídate” y el tema de participación de las comunidades, hoy en día ustedes saben con las redes sociales y el cuento se está volviendo muy complejo para el desarrollo de la estructura, entonces, la gente no quiere que pase cerca una línea, no quieren que le instalen cerca una planta de generación, pero sí quiere tener el servicio, entonces, es un tema muy complejo de manejar. Entonces, uno de esos grandes riesgos, desde el punto del CNO, hoy en día, se advierte es eso: la construcción y llegar a tiempo con los proyectos, los grandotes. Ese está grande, y yo creo que centra mucho la atención ese gran riesgo, la verdad, y ahí entonces, dentro de las soluciones que se plantean es, “oiga UPME, saque a tiempo las convocatorias”, entonces la UPME dice: “sí, yo las saco a tiempo, pero entonces, me toca tener más a tiempo, que la CREG diga que proyectos de generación, por ejemplo, van a entrar”, y si la CREG le da 4 años de periodo de planeación (se llama eso, para que entren los proyectos de generación), tal vez deberíamos tener 5 años y si tenemos 5 años, entonces yo me anticipo más, tendría mucho más tiempo, pero a la vez entonces los inversionistas dicen: “sí, pues listo hágalo más antes, pero también el gobierno ayúdeme”, entonces el gobierno a través del ministerio del interior, a través del ministerio de ambiente, ministerio de minas y energía, ayuden para los permisos que me tiene que dar la autoridad ambiental, entonces: la CAR, las corporaciones autónomas, que son las que dan los permisos ambientales, para el desarrollo de la infraestructura, son demoradas, las consultas son largas, entonces como entre todos decimos “vengan, ayudémonos todos en

los tiempos, creemos una ventanilla única”, cosas que agilicen el tema, para ver si logramos entrar a tiempo. (28:34)

PAULA: Los riesgos que están asociados con la operación, ya digamos en la operación que hace el CND, no sé, viene un fenómeno del Niño o algo así, esos riesgos, quién, ¿el CND los comunica al CNO? “John. Sí” o ¿solamente ellos se encargan de estar advirtiendo, para que el CNO tome decisiones? (28:57)

John. No, ahí digamos que entran varios agentes: el CND, que es el que opera, identifica algún riesgo. Por ejemplo: Lo que viene ahorita para el 21 de noviembre, el paro, eso lleva a que el CND diga: “oiga Señores, ojo que aquí puede haber afectación de la infraestructura, y hay sabotaje, etc.,” o, por ejemplo: visita del presidente yo no sé qué, en la ciudad de Cartagena, cosas de ese estilo o mantenimiento, mantenimiento del sector gas, que afectan como tal la disponibilidad de las plantas térmicas, eso lo está advirtiendo todo el tiempo el CND, el CND tiene varias funciones: que es advertirlo, que es correr los modelos y decir, con la información que tengo, por ejemplo: si es el mantenimiento de un tubo de gas y eso me afecta la disponibilidad que tiene el TEBSA, que es una planta grandota en la Costa, me veo a gatás, porque las líneas que interconectan el centro con la Costa, listo me alcanza, pero si llegan a tumbar una línea de esas, estamos en un gran problema, porque: yo hago el balance energético y digo “mire no me alcanza, entonces prendo toda la térmica que hay en la Costa, pongo a full la interconexión y es probable que se apague allá” y si se me apaga la Costa, por el tamaño tan grande, entonces me puede llevar en cadena que el sistema se me afecte, entonces levanta la mano el CND y hace esos análisis. Cuando levanta la mano, llega el CNO, el CNO que hace, el CNO es el ente que coordina, por ejemplo: “¡oiga! vamos a hacer una coordinación con base en lo

que me acaba de decir el CND, del mantenimiento del tubo en la Costa, con los agentes que están involucrados”, entonces el CNO puede convocar al CND, convoca a la UPME, convoca a los agentes, entonces convoca a TEBSA, nos convoca a nosotros, que tenemos una planta allí, convoca Promigas, convoca al CNO gas, que es como un par que tiene el CNO eléctrico, lo convoca también y se analiza el caso y se dice: “bueno ¿de dónde vamos a sacar gas?, ¿qué vamos a hacer?, usted puede mover el mantenimiento y me lo saca de la punta del sistema, para evitar que se me apague, lo manda por ejemplo en la noche, se coordina todo eso, si el tema se ve aún muy crítico y se requiere un mayor nivel, digamos, el CNO tiene la facultad, de con base en toda esa información, de convocar a un CACSSE, que el CACSSE es el Comité Asesor y Seguimiento de la Situación Energética, bueno, tiene una sigla, que es un ente, donde, lo preside el ministerio de minas. Entonces, el ministerio de minas dice: “listo vamos a convocar un CACSSE” y en el CACSSE llegan todos los agentes que acabamos de mencionar y se presenta el tema, si el tema es que “venga nos toca correr el mantenimiento”, entonces ya el ministerio empieza a hacer gestión de más alto nivel con Promigas, por ejemplo, donde el presidente le dice “oiga ayúdenos a mover esto, porque no vamos a pasar en la punta”, digamos que en el día a día puede llegar esa situación de mitigación de riesgo.

Cuando el tema es un poco más manejable y no es tan “se nos va a apagar el país”, entonces el CND, a través del CNO, también convoca esos grupos, por ejemplo: ahorita viene un tema que es el mantenimiento de Chivor, Chivor que es una planta en el área oriental, que es bien grandota, y afecta digamos el hecho de que no esté. Chivor va a quedar por fuera, la mitad de la planta, entonces ellos hacen un balance, y dicen: “sacando a Chivor, yo me doy cuenta que requiero tantas unidades”, para efectos, si llego a perder

alguna línea, necesito que tengamos unidades en línea, entonces tengo a Guavio, tengo a Zipa, tengo a Pagua, etc., convoco a esos agentes, convoco a Codensa, convoco a Emgesa, convoco al CND y se arman grupos de trabajo y en el grupo de trabajo se hacen corridas, etc., y se hacen unas conclusiones. Esas conclusiones llegan al CNO, Y en el CNO se analiza, se informa, si de esas conclusiones llegamos, a que tenemos que decirle a TGI que hay un mantenimiento que se nos cruza, entonces se convoca a TGI, o se convoca al Grupo Energía de Bogotá, que es el transmisor y se coordina, digamos, que el mantenimiento salga, y que tenga el menor impacto posible, ese es como el esquema, si te entiendo la pregunta; de ¿cómo manejamos los riesgos en tiempo real, cierto?

También hay unas cosas muy complejas en tiempo real, es una situación que se está viviendo ahoritica en el CNO, que tiene que ver con la operación en el área GCM: en Guajira, Cesar, Magdalena. El tema está en el agotamiento de la red, entonces Caribe, no ha hecho las inversiones, las inversiones que vienen están en camino y no llegan, y la operación se está volviendo tan compleja, que cuando se hace despacho del día a día, el CND dice: “venga, hay una probabilidad de que se apague esa área”, pues porque no tengo los recursos, con la proyección de demanda que se tiene, si eso llega digamos a darse en la expectativa que se tiene, no me alcanzan los recursos. Es más, por agotamiento de la red, más que recursos energéticos, es un tema eléctrico, por agotamiento de la red, eso es uno de los últimos temas que, que tuvimos que gestionar en el CNO, y el CND llegó con eso.

Fue complejo, porque cuando uno mira la reglamentación, ¿qué hace el CNO cuando identifica que tenemos un área que se nos va a apagar en el día a día?, entonces toca abrir el estatuto de racionamiento, que es la resolución CREG 119... bueno, y ahí dice: “si el

CNO identifica con base en las corridas del CND etc., tiene que levantar la mano y decir que se programe un racionamiento, recomendar que se programe un racionamiento” y al CNO le llegó el punto de decir: “nos toca programar un racionamiento” y mandamos una carta al ministerio y el ministerio se puso absolutamente bravo y dijo: “¿cómo así? Yo estoy vendiendo Electricaribe”, que el proceso ya lo alargaron, de hecho estábamos ahoritica en Noviembre, que se iba a adelantar el proceso y se alargó, entonces el ministerio dice: “Yo tengo que vender Caribe y usted me sale a decir que vamos a programar un racionamiento, ¿están locos o qué?”, pero entonces nosotros les dijimos: “es que a nosotros nos está dando eso los modelos y es nuestra responsabilidad advertir y decirle, y si lo decimos, entre otras al ministerio, para que usted haga algo, porque es que ya, técnicamente no tenemos nada más que hacer”. En el CNO, se analizan y se evalúan, digamos opciones como: instáleme, modifique los tabs de los transformadores, para redistribuir circuitos y tratar de que la operación mejore, eso se hace; se instalan equipos como RAGS, para maximizar lo que se puede transferir en las líneas o la generación, corriendo algunos riesgos, se lleva la operación al límite; y ya cuando está ya al límite la operación, el CNO dice: “pues ya no puedo hacer más y si veo que hay riesgos levanto la mano y le digo al ministerio, y usted ministerio, se lo digo para que usted haga algo”, y digamos pues les cuento, que lo último que vimos en el CNO, fue que el ministerio efectivamente ya está haciendo algo. Porque, el crecimiento de demanda que se estaba viviendo en la Costa versus en el país, estamos creciendo un 3.1% más o menos 3.2% anual y la Costa está creciendo al 5 – 6%. Entonces no, pero ¿qué está pasando en la costa? Entonces aparte del crecimiento propio de la industria, etc. Ustedes vieron que nosotros vivimos aquí la temporada de frío, la ola de frío en Bogotá, entonces en la Costa era ola

de calor. Entonces, esa ola de calor en la costa llevó a que todas las personas prendieran aire acondicionado, abanicos, etc., etc., y claro esa vaina estaba disparada. Entonces, al gobierno, con base en todo lo que les cuento, se han acercado a la costa a los industriales a decirles: vengan ¿cómo hacemos para optimizar sus consumos?, van y sobre todo en el área de GCM, que les comento, entonces ¿cómo hacemos?, ¿qué temas de eficiencia energética tienen ustedes? ¿cómo son sus consumos, su iluminación, su proceso productivo?, para ver como optimizamos y le bajamos un poquito a la presión al crecimiento de demanda, porque si seguimos así, estamos operando de verdad muy muy al límite. (36:29)

Estoy hablando mucho...

PAULA. No, pero está perfecto, de echo esa es una parte importante del proceso del mantenimiento de beneficios, en la gestión de beneficios, es la identificación de riesgos, quién los mitiga, quién toma las decisiones, porque esto hace parte de que justamente el beneficio que siempre se busca obtener, pues no sé caiga, o en algún momento se vaya a ver perjudicado. Otra pregunta ya documental.....

J. P. Para complementar esa pregunta brevemente, ¿los agentes también identifican riesgos?

John. Los agentes sí, pues digamos que en el CNO en principio estamos actuando si bien, por ejemplo, si yo voy y represento a Emgesa, cuando uno está allí sentado es miembro del CNO, casi que es un colombiano, por decirlo así, que participa en el CNO, porque las responsabilidades también son muy grandes, si llega a pasar algo que no advirtió el CNO, entonces dicen ¿quién estaba allá?, no usted responde, como persona

natural, es un tema bien complejo. Entonces, uno ahí se enviste, por decirlo así, mirándolo técnicamente como si fuera yo un consultor de afuera, entonces yo debería desprenderme un poco de mis intereses como empresa y participar allí mirando que el sistema y que la obligación que yo tengo como miembro del CNO se cumpla, igual eso también lleva a que muestre algunos riesgos y digamos que en esa construcción, el peso relativo, por decirlo así, que tiene el CND, en el CNO, es muy alto, porque el CND es el ente que está aquí, mirando la operación, entonces yo veo tu planta, veo tu subestación, todo a nivel del STN; lo estoy viendo acá, entonces tengo todo el panorama y tengo toda la información. Yo como agente que estoy aquí, estoy viendo mis plantas, estoy viendo la operación, de pronto los resultados que me arroja el mismo CND o el ASIC y mi cobertura es de alguna forma limitada. Entonces Codensa también está viendo su red, y su red ya obviamente Codensa la tiene súper clara, adentro, cosa que el CND lo está viendo un poco más arriba.

Entonces, los problemas o riesgos que tú me preguntas, lo pueden llevar los agentes dentro su contexto, pero también los agentes tienen la posibilidad de levantar la mano y llevar digamos los temas al CNO, eso está totalmente abierto.

PAULA. Yo si tengo una pregunta documental, sobre... Listo, ¿ustedes tienen un mecanismo? o ¿existe ahorita?, en el que se documenten esos riesgos, si se guardan en algún lado en el momento que hicieron el análisis, la decisión que tomaron, un formato así o... bueno

John. Sí. Digamos que el CNO funciona típicamente mediante reuniones ordinarias mensuales, y como te decía, dentro de esas reuniones, un punto fijo que tiene la agenda, siempre es la presentación del seguimiento a la operación y la proyección que se tiene a futuro, que eso lo hace el CND. Entonces, eso se registra, hay unas actas que se levantan

de todas las reuniones y como les decía en CNO es un cuerpo y tiene comités y subcomités. Los temas que se analizan, ya en detalle de la operación, los miran los comités, los subcomités; pasan a los comités y después si se llevan al CNO.

Toda esa estructura tiene actas, se guardan el registro digamos de las presentaciones, en las actas se consigna, como tú dices, si se identificó un riesgo, etc., se sube y se hacen las recomendaciones, todo eso llega a la plenaria del CNO; y el CNO es el que toma las decisiones, todo eso está totalmente documentado. Hay seguimiento de pendientes, entonces típicamente se dice en la reunión anterior quedó pendiente de hacer esto, esto, y esto, los compromisos son estos, entonces para esta reunión vamos a abordar estos y estos temas, y se hacen estas y estas presentaciones. Al CND, cuando hace las presentaciones eventualmente los agentes le decimos: “oiga Señor CND ¿por qué no incluyó?, ¿por qué no tiene en cuenta esto, o lo otro?” y ellos lo tienen en cuenta, y en la siguiente reunión se hace. Esto es mensual, cuando hay una condición crítica, como les digo, se hace reuniones; me acuerdo cuando en fenómeno del Niño eran semanales, todas las semanas, en el fenómeno del Niño había reunión del CNO y en la reunión del CNO se hacía seguimiento a los compromisos, dentro de los compromisos si el CNO se cuida mucho de advertir las cosas a tiempo, entonces en tu pregunta. Si el CNO hubiera una reunión y dijo: “oiga estamos críticos con el tema de Caribe, estamos complicados con el tema de seguimiento, los proyectos no están entrando”, cosas complicadas, se elevan mediante cartas. Entonces hay una carta donde dice: “Señor Ministerio de Minas dentro de mis funciones legales bla, bla, bla y con base en la información que me presenta del CND, los riesgos, etc., identificamos que hay un riesgo aquí, entonces ponemos en su conocimiento, para que nos

ayude a gestionar, para lo de su competencia, etc.” y se hace, y eso tiene una trazabilidad, eso si se hace sagradamente.

J. P. Y tú consideras que ese suministro de información tanto del CNO a los agentes, o parte y parte a las demás entidades, ¿podría mejorar?

John. Sí, siempre hay aspectos de mejora Yo creo. Pues yo creo que, ¿En la función de informar, solamente dices tú?

J. P. Digamos en la manera cómo se está informando, de pronto los formatos que se están utilizando, los sitios donde está quedando almacenada la información como tal, consideras como ese proceso de información, sí, de compartir la información ¿consideras que puede haber una oportunidad de mejora?

John. Yo creo que sí. Aunque te cuento que, como es el funcionamiento. Participa en una plenaria, el CNO hizo un cambio hace poco y es que toda esa gestión documental, que antes era físicamente el acta y guarde, entonces escanee, entonces era un tema pesado, etc., eso se cambió y ahora se tiene un sitio Web, donde el levantamiento de las actas por ejemplo: es una aplicación donde tú entras y ya en línea está el secretario haciéndolo y listo, cuando se tenga se almacena. Entonces cuando uno entra, por ejemplo, en este momento al CNO, se da cuenta que en cualquier comité que uno entre, aparece el acta con todo, digamos con todo lo que se haya discutido y los documentos soporte, entonces la presentación del CND, la presentación del IDEAM, la presentación del fulano que fue a hablar, etc., todo aparece allí. Digamos es más como responsabilidad de los agentes hacer la tarea. Entonces ¿qué ocurre acá? nosotros que somos representantes y que vamos allá, el procedimiento que hacemos cada vez que vamos a las reuniones, de los diferentes

comités, se informa mediante un correo interno. Entonces, yo internamente, por ejemplo; cuando voy a la plenaria del consejo, digo Señores estuvimos en una reunión del consejo y estos fueron los puntos a tratar, **destaco en rojo, en negrita, los principales para tener en cuenta** y se manda ésta información al interior de los miembros del consejo y de otras personas de interés.

Eso alimenta como un grupo interno que tenemos, entonces en el grupo interno lo que hacemos típicamente es analizar el seguimiento de temas, que se tienen, e identificar esos riesgos. Si yo identifico aquí “oiga la operación de Pagua, tal cosa, entonces, o XM está planteando que se haga tal vaina operativa”, entonces se analiza el interior de la empresa, hay una reunión que se hace previo al comité de operación, en esa reunión se discuten esos temas y se lleva o se coordina una posición. El cuento va a que es más como tarea de los miembros, ser juiciosos y transmitir las ideas al interior de las empresas, y que las empresas salgan también para alimentar al CNO. Yo diría que el CNO, me parece que el aplicativo funciona bien, como te digo, sin perjuicios que uno pueda mirar que otras cosas eventualmente puedan servir, pero por ahora me parece que es una buena herramienta.

Un aspecto es que, preguntarse si todos los agentes se sienten identificados en el CNO, porque como te digo la ley dice que vayamos unos, entonces, EMGESA, EPM, ISAGEN; CODENSA ya no está, por cierto; está ELECTRICARIBE, está y hay unos invitados, pero entonces la crítica que se ha hecho es “venga, vamos de cara a las fuentes renovables, cierto, de cara a las fuentes renovables no convencionales, y cuando yo miro la participación de agentes que representen las fuentes renovables, sin incluir a ENEL, pues no hay”, no están, ¿por qué? porque la conformación está así, entonces, el mismo CNO se ha dicho “venga, deberíamos dar espacio aquí para que entren”, y efectivamente dentro

del gobierno corporativo que tiene el CNO, porque tiene un gobierno corporativo, también está el tema de invitados y dentro de los invitados por ejemplo ENEL GREEN POWER que es nuestro primo hermano digamos, como empresa aquí, solicitó invitación. Entonces, si bien por ley no está la participación de éste tipo de tecnologías nuevas o de agentes nuevos, también pueden levantar la mano y hacerse invitar, lo ideal sería que estuvieran como miembros con voz y voto, porque el invitado pues va, opina y los que deciden al final son los miembros; y en eso está trabajando el gobierno con el Plan Nacional de Desarrollo de cambiar un poco la estructura del CNO.

J. P. Vale. Digamos también en esos comités, ¿se tienen en cuenta lecciones aprendidas?, ¿se lleva como tal un registro de lecciones aprendidas? Durante toda esa coordinación. (45:35)

John. Yo creo que sí y se hace de forma puntual, entonces, bueno hay unos resúmenes a principio de año, bueno ¿cómo nos fue el año pasado? y se hace como una presentación, pero en particular de algunos eventos, no es tan fuerte y eso podría ser un punto para incluirlo, no es tan fuerte, pero sí digamos se da como alguna retroalimentación, pero son de cosas particulares. Entonces, “¿cómo nos fue en el mantenimiento del tubo de no sé qué?, ¡ay! Mire, un éxito, porque coordinamos no sé qué”, pero pasó, es un tema que pasó, pero si uno quisiera tener algo, si te entiendo, algo más estructurado en lecciones aprendidas, “¡oiga!, acuértese que la vez pasada, que no nos vuelva a pasar”, como un paso a paso de temas, eso no. No está.

PAULA. ok

J. P. O.k. Bueno una pregunta también ya destinada como al objetivo sectorial. ¿Tú consideras que esa ley, la 143, la que se establece como tal el objetivo del sector, de suministrar la energía segura, confiable y al menor costo, es la premisa bajo la cual la UPME realiza el planeamiento, los agentes realizan la ejecución de los proyectos, la CREG dicta la regulación y como tal el CND opera? (46:53)

John. Sí claro. En el marco institucional, digamos de la operación, cuando uno mira esa estructura, arranca la ley, la de servicios públicos la 142, la ley eléctrica la 143, es absolutamente claro que es la guía para hacer, para hacer las cosas. Ustedes saben que la ley, digamos, fue la que reestructuró el sector después del racionamiento, definió las funciones, creo entes, creo la UPME, creo la CREG, entonces todo se mueve en ese, en ese contexto y obviamente en el contexto pues las funciones, la UPME cumple las funciones en base a la 142, la CREG obviamente también desarrolla con base en la 142 o sea cualquier cosa que se pretenda cambiar, toca entrar a la ley a cambiarlo, para que se puedan dar los cambios que se requieran, que en parte eso es lo que está la misión de transformación.

No sé si la han escuchado, la misión de transformación del sector es un proyecto que tiene el Ministerio de Minas y Energía, donde lo que hizo es decir: “esa ley y su implementación, llevamos más de 20 años, ya vamos para 25 años de la ley, y en esencia el sector si ha tenido unos cambios, estructuralmente estamos como igual, entonces tenemos un mercado mayorista, tenemos una bolsa, tenemos unos contratos y ahorita el tema de las tecnologías está cambiando tanto, que se nos está quedando atrasada la ley” y la reglamentación pues sí que va más lento que el mismo desarrollo de las tecnologías, entonces la misión lo que busca, de alguna forma, era conseguir unas personas muy

especialistas y duros en análisis institucional, análisis de cambios de mercado, la arquitectura, etc., y van a dar una serie de recomendaciones, para decir: “oiga nuestro sector que es tan bonito y estamos bien, nos falta y estamos un poco atrasados y vienen temas nuevos que nos tenemos que adaptar” y van a hacer una serie de recomendaciones como Hoja Ruta, obviamente es un tema de largo plazo. Entonces, esa Hoja de Ruta nos va a decir: “mire, el sector eléctrico tiene que cambiar éstos aspectos y migrar hacia otros esquemas y mover su arquitectura de mercado, para tener más nuevas tecnología, almacenamiento, el *Smart Metering*, cosas que en otros países ya van mucho más avanzados y nosotros estamos todavía bastante quedaditos, en ese aspecto.

J. P. Ya para ir finalizando la entrevista queremos volver un poquito al tema de la temporalidad que tu mencionabas en que se mandan las señales, ¿sí? Con respecto a esa temporalidad, digamos ¿hay unos puntos específicos en los que se deban tomar las decisiones? y ¿unos indicadores que estén asociados directamente acá en la temporalidad en la que se suministra la información de planeamiento y demás? (49:39)

John. Sí, pero, así como indicadores exactos, bueno dentro de los indicadores que se tienen, en el CNO, con base en las corridas de los modelos del CND, está la atención de la demanda. Entonces, los modelos, lo que les decía, si no se tiene la información lo más actualizado posible y proyección de demanda, proyección de aportes, crecimiento y expansión del parque generador etc., y al final hay unos indicadores donde muestran si tenemos que estar alerta o no. Uno es el número de casos de racionamiento, entonces los modelos lo que dicen: “Yo corro esto y para correrlo tengo unos escenarios”, hay una parte importante que son los escenarios hidrológicos, ¿por qué? porque el parque de generación nuestro es altamente hidráulico, entonces cuando yo corro unas series

hidrológicas críticas, eso me muestra digamos unos casos críticos, esos son los casos que se llaman determinísticos porque yo digo voy a correr voy a simular que se me presenta la misma condición hidráulica del 15- 16, que fue muy duro, pero también tengo unos modelos que me generan series sintéticas de caudales, esos modelos pues me arrojan un abanico, digamos, de posibilidades. Entonces, se corren esos dos y a futuro yo miro con esa información la salida.

Me acuerdo cuando estábamos en 15 – 16, para el fenómeno del Niño decíamos: “¡Ups! ojo aquí hay una alarma” y es que aparece un caso de déficit, el caso de déficit es que yo corro el modelo, y el modelo me dice dentro de todos esos casos de abanicos posibilidades, hay un caso que es muy crítico por lo que sea, donde no se atiende la demanda y se pasa a un límite que se establece en la misma regulación, que es el VERPC el Valor Esperado de Racionamiento, ese límite si yo lo llego a violar me aparece un caso, digamos, de los 200 casos que corrí, un caso me da eso, eso es un *warning*, digamos, que se tiene como tal para hacer la gestión de todos los casos que yo decía: levantar la mano, mandar cartas, coordinar reuniones, hacer todo lo posible para tratar de mitigar ese riesgo.

PAULA. Se me ocurrió preguntar algo que antes no habíamos preguntado y es que, si digamos considerando que el beneficio para la Nación, es que el suministro de la energía sea confiable, seguro y al menor costo, ya hemos analizado varios indicadores, en los que efectivamente para validar que el servicio de la energía llegue confiable y segura, se tiene ese indicador de confiabilidad y bueno, de cómo está la red. Pero para validar el tema del precio de la energía ¿hay alguna cosa que Ustedes evalúen en cada reunión?, como sector, en el que digan está subiendo el precio, sí se ve de alguna manera como se puede impactar o si va a elevarse mucho el costo de la energía de las personas.

John. Te cuento una historia ahí. Porque antes del 2008, el CNO con el criterio económico veía proyecciones de precios, pues más que precios, de costos marginales, los modelos arrojan son costos marginales, no precios de mercado, porque no son modelos oligopólicos ni esas cosas, son modelos simplemente centralizados; y de alguna forma sí dice, dentro de la información se tenía en cuenta aspectos, más que comerciales, económicos. En el 2008 ocurrió que en el ministerio cuando llegó, se dio un tema de desconfianza, por decir así, con los agentes. Entonces decían, bueno pero el CNO es un conflicto de interés, ¿por qué es un conflicto de interés?, pues porque hay agentes sentados, está: EMGESA, EPM, ISAGEN, CODENSA, ETC., Y entre ustedes mismos deciden cosas para aplicarse ustedes mismos, porque en CNO saca acuerdos. Entonces, “el acuerdo por el cual reglamenta la forma en que voy a hacer la prueba de *heat rate*”, cosas por ese estilo. Entonces decían, “eso es un conflicto de interés permanente”, de hecho, es un conflicto de interés permanente, porque yo estoy allá como EMGESA y estoy allá como miembro del CNO y entonces yo tengo mi posición como EMGESA y si hay alguna cosa que se me viene en contra, pues yo tengo que... ósea es un conflicto permanente.

Entonces el ministerio dijo “aparte de eso, entonces allá se reúnen para definir precios”, una acusación compleja. Entonces, el ministerio sacó un decreto y dijo: “Señores CNO vamos a sacar éste decreto, donde vamos a modificar, que es lo que ustedes van a ver allá y quienes pueden sentarse allá”, porque antes de ése decreto estaban todos los gerentes comerciales de las áreas, de las diferentes empresas que están sentados allá. Entonces, cuando tú tienes sentado a un gerente comercial, (Paula. Sí) en un comité que define acuerdos, con lo cual todos vamos a jugar, el tema se vuelve muy complejo,

entonces el gobierno dijo “mire, el decreto dice lo siguiente, el perfil de los miembros que representan las diferentes empresas en el CNO tiene que ser absolutamente técnico y se van a discutir solo aspectos técnicos y entonces usted no me hable ahí de precios, ni diga nada, de temas económicos tal vez sí, pero comerciales o de precios, o de impacto en precios ¡cero!” y desde ese entonces, todos digamos que los miembros, por ejemplo; Yo puedo ir porque soy de la gerencia de regulación, a diferencia de Juan Pablo que está en un área comercial, está en un área donde forman precios, toman decisiones comerciales y tiene un impacto económico, yo lo miro desde el punto de vista regulatorio. Lo que les decía, la cancha está ahí muchachos, ustedes vayan y jueguen y pórtense bien. Eso es lo que nosotros les decimos, entonces en ese sentido yo puedo ir tranquilamente; y cuando ustedes miran la conformación de las personas que estamos ahí sentadas, bueno Jorge está ahí, pero él me prometió que no tiene nada que ver con precios y yo le creo.

Entonces, las personas que estamos ahí, pues ustedes ven que son personas que trabajan en las plantas, por decirlo así, en las áreas de producción (Paula. Sí), o regulatorios o de producción, estamos básicamente en el CNO. Entonces, ese tema ¡nada!, aunque uno sabe que al final, si tú garantizas que los proyectos entren, si tú garantizas que las líneas estén, eso tiene un impacto brutal. El último tema que se chequeó en el CNO, que tenía que ver algún aspecto económico, llamémoslo así, fue el tema de restricciones. El tema de restricciones, obviamente los industriales dijeron: “Yo estoy pagando cantidad de restricciones más caro, que casi por lo que yo pago por el famoso T en la fórmula tarifaria que se tiene” el T de transporte, que se remunera las líneas, estaba más bajito que las restricciones, eso es absurdo, ¿cómo voy a estar pagando más de restricciones que el mismo componente de transmisión? Entonces, se armó todo un debate, hicieron alharaca;

y se hizo un estudio y en el estudio se hicieron una serie de recomendaciones. Entonces, el CNO también se metió en el tema, entre las recomendaciones del CNO eran: “el atraso en las líneas y en la infraestructura ...”, cuando se crea o la UPME saca una convocatoria, es porque, yo sé que voy a mitigar una restricción, entonces si eso se atrasa, la restricción sigue y sigue y sigue, hasta que no llegue esa línea y resuelva la restricción, pues yo vería, debería ver que los costos, o el precio digamos, el costo unitario de la restricción empieza a bajar, porque ya no tengo que prender tanta térmica, porque ya puedo utilizar los recursos más eficientes, que están en el interior del país, y se los envío a la costa; y hago una operación mucho más eficiente. Entonces, indirectamente, llamémoslo así, en que la medida en que el CNO garantice o levante la mano y ayude para que la operación tenga menos cantidad de restricciones, lleva a una formación más eficiente en los precios.

J. P. Claro. Porque es que, según lo que nos comentas, hay un tema que es el beneficio sectorial, que estábamos mirando, y el beneficio como tal del agente generador o transmisor, pues también su parte económica. Digamos, sectorialmente ¿cómo se podría también asegurar ese beneficio para los agentes o cómo se maneja?, en el sentido que claro, yo necesito que entren nuevos proyectos de generación o de transmisión o demás, pero también, éstos tienen que ser atractivos para las personas que quieran entrar, osino, no habría alguna manera de que eso se desarrollara. ¿Eso más o menos como se maneja?

John. Digamos que hay dos aspectos: En la parte, ósea, hay unas actividades que están en competencia y otras actividades que son monopolios naturales. Entonces, en competencia tú tienes la generación y la comercialización, y los monopolios naturales son el transporte y la distribución, ¿sí? Entonces, en transporte y distribución, que puede estar asociado con que las líneas de transporte lleguen etc., el incentivo está asociado a un

mecanismo de subasta. Entonces, cuando se requiere una línea de transmisión, la UPME abre la convocatoria, en la convocatoria dice: “pues bueno, el proyecto es éste, tiene estas características, ustedes agentes vengan y me dicen”, y el mejor postor, entonces, y un agente que dice: “venga, yo si miro e identifico y digo: ésta línea me vale tanto, el riesgo de la comunidad, adquisiciones ambientales, entonces pum, mi valor presente neto del proyecto es tanto” y pongo el sobre allá ante la UPME y lo hago. Si yo resulto ser el ganador, pues yo ya incorporé todos los riesgos, mi beneficio, y ese es el instintivo para que yo entre.

En distribución algo similar, entonces, en distribución hay una estructura de reconocimiento de cargos, la idea es que, de hecho, hace poco se dio una modificación, yo no soy experto en distribución, pero al final lleva a que se esté remunerando las inversiones. Entonces, si tú me presentas un plan de inversiones, interesante en distribución, yo te lo voy a pagar. Entonces, ahí está el reconocimiento.

En generación es el mercado. Entonces en generación ¿Cómo se hace? Por ejemplo, el cargo por confiabilidad pues típicamente es la CREG la que dice: “listo, yo chequeo hacia adelante cuatro años y hago un balance de energía firme, tengo la proyección de demanda que se quiere a 4 años y yo miro que recursos tengo hoy en día y a ver si logro atender esa demanda. Si yo identifico, mirando hacia adelante 4 años, que tengo un hueco y no alcanzo, con la energía firme que hoy tengo y los proyectos que vienen a cubrir, lanzo una subasta de expansión. Entonces me devuelvo 4 años, estoy parado aquí en el presente y digo: “requiero una subasta de expansión” y hago una convocatoria pública. Entonces la convocatoria pública es todos los agentes y el mejor postor se lo gana, entonces, ese

incentivo que tú me dices, pues es ir a la subasta de cargo por confiabilidad, ganar la subasta y ¿qué gano?, gano algo que se conoce cómo la Obligación de Energía Firme.

Entonces, la Obligación de Energía Firme es: “Yo te voy a remunerar...”, más bien, el producto de la subasta es energía firme, entonces, tú ofrécame tu energía firme y el mejor postor se la gana. Yo fui el mejor postor, entonces mira, ya te ofrecí mi Energía Firme, entonces yo digo: “¡listo, yo te voy a asignar una Obligación de Energía Firme” que es, no es un contrato, sino es una Obligación de Energía Firme, donde yo te digo: “¡listo, tú vas a entrar, yo te voy a garantizar...”, digamos, si la subasta cerró, como la última que fue en 17 USD/MWh, “yo te voy a pagar eso, que es como una prima, que te pago mensualmente” y es similar a una opción, que yo te pago una prima, ¿no cierto? Y en algún momento yo te voy a pedir esa Obligación de Energía Firme, que es energía que tu generes, te la voy a pedir. ¿Te la pido cuándo? cuando exista una condición crítica, porque el planeamiento del cargo por confiabilidad, lo que busca es que el país no se me apague, que la cantidad de Energía Firme que tenga me cubra la demanda, eso es lo que busca el cargo por confiabilidad.

Entonces, devolviéndome, yo te doy ese incentivo, si a ti te sirven los 15, los 17, lo que sea que haya cerrado, ahí tú tienes el incentivo para entrar. Si es una planta hidráulica, eventualmente, como tiene unos costos variables bajos, yo me quedo con el cargo, me sirve, y yo voy al mercado y, además de eso, suscribo contratos; y entre contratos, cargo y bolsa de energía, eventualmente, cierro mi portafolio. Si soy un térmico te voy a decir: “como yo soy casi que una planta de respaldo y a mí me prenden, cuando llega el fenómeno del Niño, yo no ofrezco contratos en el mercado, pues casi lo que me remunera es la Energía Firme, y tiene que ser un valor bastante alto, para yo poder operar, cubrir; y

cuando opere, digamos, yo miro si entrego energía en el fenómeno del Niño y vendo en bolsa, etc., esos son como los incentivos.

J. P. Muchas gracias John. Yo creo que ya no son más preguntas. No sé si haya alguna más...

John. ¿Pero de pronto saben qué? No sé si se han acercado al CNO, porque los veo muy enfocados en el CNO.

J. P. De hecho, ya tuvimos una entrevista con Alberto Olarte y Marco Caro.

John. ¿Con Alberto? ¡Ah!

J. P. La tuvimos ayer.

PAULA. Sí.

J. P. Fue muy enriquecedora. La verdad.

John. No, sí, ellos lo tienen súper claro. Alberto es el presidente, el secretario Técnico perdón y Marco es como un asesor técnico, que hace poco se creó esa figura. Y ¿Cómo les fue con ellos?

J. P. Muy bien, nos fue muy bien con ellos, también hemos tenido la oportunidad de entrevistar a otras personas, a unos del ministerio.

PAULA. yo tengo una última pregunta. Me quedó una duda. Cuando ahorita hablábamos de, que tu decías que uno puede ver el proyecto en rojo, amarillo, verde, luego en amarillo y luego en rojo ¿ése documento tiene algún nombre? ¿Cada cuánto lo ven? ¿lo ven en las juntas que tienen mensuales? o...

John. No en todas, pero si hay, eso se llama el radar de seguimiento, que de pronto se los tuvo que haber dicho Alberto o Marco. El radar de seguimiento de los proyectos,

básicamente es lo que se estructuró es proyectos de transmisión. Hay radar para transmisión y radar para generación, y ese radar lo que te evalúa es, “listo, tú vas a entrar a este proyecto y, cuando se definió este proyecto, tenías que entrar en 4 años (Paula. Sí) entonces, la UPME lleva los avances de los proyectos.

PAULA. O. Key. Ósea la UPME alimenta...

John. Exactamente. Con base en esa información que alimenta la UPME, y bueno, los agentes también, porque ellos son los que están, físicamente llevan su proyecto; dicen, mire, hay unas curvas S de seguimiento de los proyectos y dice: “en este período tenemos que estar al 50% de avance y resulta que estamos en un 30%” y ¿qué le pasó?, “eh, porque esto, esto y lo otro”. Entonces, si tú vas en 30% ya no estás en el verdecito en el radar, sino que estás de pronto en un amarillo, eso tiene unos criterios para ubicarlos, y aparte de eso, está la parte roja. Entonces, cuando tú vez en rojo ahí, salen las comunicaciones donde se le dice: “oiga señor agente, ¿qué le pasa?”, “no es que tengo un problema con la comunidad, o tengo problemas con temas de equipos, o hay un problema físico”, no sé, se trata de gestionar y se ayuda. De hecho, hay un, no sé cómo se llama, es un ente, que es la mesa de alto nivel, un espacio por decirlo así. Entonces, la mesa de alto nivel, eso se coordinó con los gremios y el ministerio, y busca de alguna forma ayudar a que éstos proyectos que tienen problemas se puedan avanzar. Entonces, yo digo mesa de alto nivel, “¡ah Yo voy! Soy ISA”, por ejemplo, “y tengo problema con ésta línea señor gobierno”, porque ahí está sentado el Ministerio de Minas, está sentado la CAR, la ANLA, los que pueden ayudar a mover el tema. Entonces él dice: “Señores yo tengo un problema, éste proyecto es importantísimo porque va a aliviar una serie de restricciones, hay que garantizar el suministro de energía, pero tengo un problema con licencia ambiental”,

entonces Señor ANLA ¿cuál es el problema?, “tal cosa, ¿usted me puede ayudar?”, sí, “¿cómo me puede ayudar a flexibilizar?”, obvio sin tratar de violar las normas e incumplir los requisitos, sino venga, hagámoslo más ágil, tal vez usted se ha demorado contestándome tal cosa, entonces... listo y eso se empuja, entonces esas instancias, como la mesa de alto nivel, como lo del CACSSE, que les decía, son espacios donde se busca, que cuando se identifique, que en ese radar hay proyectos que no están llegando, pues levantemos la mano y busquemos que esto llegue pronto. Pero sí, ese radar fue un ejercicio bien chévere, porque era eso, entonces decíamos: “sí estamos atrasados, ¿cómo estamos?”, entonces XM muestran una gran gráfica, ¿o es la UPME?, no me acuerdo, y muestra cada una de las convocatorias y en el tiempo hay una cronología, y tú ves que tenía que entrar aquí, va acá, entonces le pongo un cosito en verde, o en rojo si estoy atrasado. Entonces claro, uno mira eso y se abruma, porque uno dice: “mira, estamos mal porque todo está atrasado” y listo, sacamos el radar y entonces estamos ahí en verde, en rojo y son herramientas chéveres, la verdad.

Paola. Esto se muestra de vez en cuando...

John. Sí, hace rato que no nos muestran el radar, la verdad, y creo que es porque el tema de la operación eléctrica en caribe se ha llevado todo el tiempo de los últimos tiempos del CNO. Entonces, XM todo el tiempo lo está llevando al CNO y dice: “operación en el Atlántico, operación en Caribe, día tal, ésta planta le falló tal cosa, se produjo una demanda no atendida de tanto”, entonces, entonces el CNO, el CND lleva al CNO esos casos y es todo el tiempo, “indicador de calidad en la Costa, indicador de”, también hay indicadores de seguimiento, entonces típicamente, por ejemplo, mantenimientos. En mantenimientos se tiene: “mire, mantenimientos programados, mantenimientos ejecutados, por

generación, por transmisión”, y se llevan los indicadores, para decir: “tenemos que mejorar, porque si viene un mantenimiento y no se hace, o si se unen mantenimientos, vamos a tener problemas”, ósea, yo digo que el sector está bien organizado, sin perjuicio de que salgan cosas, obviamente lo que ustedes buscan, que le apunten, que le ayude a que esto de pronto sea más fácil de ver o más esa periodicidad que uno busca, que si yo tengo una herramienta y la puedo actualizar, pues digo: “ah mire, pues esto está mucho más fácil”, también sería bien chévere. Pero no, chévere que hayan ido al CNO.

ENTREVISTA A CARLOS VANEGAS

Cl. Hola Juan.

C. Cuénteme de qué trata la encuesta

J. P. Bueno La entrevista, básicamente ¿nosotros en qué estamos trabajando? nosotros somos estudiantes de la maestría de Gerencia y Desarrollo Integral de Proyectos de la Escuela Colombiana de Ingeniería y estamos mirando un proceso de gestión de proyectos, que es la gestión de beneficios. Entonces, ese proceso consiste básicamente, en que, busca que los beneficios por los cuales los proyectos se crearon en verdad se obtengan y que se mantengan a lo largo del tiempo. Nosotros decidimos tomar el sector energético por la gran variedad de proyectos que se tienen, de transmisión, distribución y queríamos entrevistarte a ti porque haces parte del Centro Nacional de Despacho, que básicamente son los que realizan la operación integral de los proyectos en conjunto, estuvimos leyendo.

C. Pero cuando estamos hablando de proyectos Juan Pablo, ¿De qué proyectos estamos hablando?

J. P. De generadores, de coordinación de líneas de transmisión.

C. Ya listo sí. Efectivamente en el CND, en planeación hay un equipo de trabajo, que se encarga de la coordinación de los nuevos proyectos al sistema eléctrico, correcto, muy bien, ya me queda claro de generación, transmisión lo que vaya a entrar.

J. P. De acuerdo y según la ley 143 del 94, digamos que, la operación del sistema debe estar ligada en que sea confiable, segura y al menor costo, entonces,

C. Correcto. Importante también intentar claridad que los proyectos como tal, nosotros no los definimos, los define la UPME, no se si eso también lo tienen claro.

J. P. Sí de acuerdo. Nosotros digamos que, como tal los beneficios de los proyectos, se dan cuando el proyecto ya ha sido ejecutado y está en su operación, por eso nosotros también es importante desde el punto de vista de ustedes, para el tema de mantenimiento del beneficio de esos proyectos, que según tenemos entendido va ligado al objetivo del sector que es suministrar la energía de manera segura, confiable y al menor costo. (C. Correcto) Entonces, nosotros tenemos unas preguntas preparadas, pero antes de comenzar como tal la entrevista, nos gustaría conocer un poco tu experiencia para poderla validar.

C. Okey. A mí también me gustaría saber quién más está aquí, porque entiendo que son varios: Juan Pablo, pues estuviste aquí alguna vez como estudiante en práctica nuestro y estas en la universidad, pero ¿quién más está en la entrevista?

CL. Buenos días, mi nombre es Clara Nensthiel, yo soy ingeniera electrónica, también de la Escuela, ahorita trabajo en la Universidad El Bosque y estoy estudiando con Juan Pablo y con Paula, la maestría en Gerencia de Proyectos y juntos estamos realizando el trabajo de grado.

C. Y ya, listo, muy bien.

P. Y yo soy Paula Jiménez estudié administración de empresas en la Escuela Colombiana de Ingeniería y en este momento, trabajo en Caracol Televisión.

C. En Caracol? Hay Dios mío!! y ¿entonces?, ¿todo lo que diga yo aquí va a ser utilizado en Caracol?

P. No, no, no. Yo trabajo en el área, (ya me asusté) no, yo trabajo en el área de nuevos negocios, noticias no, nada, área de nuevos negocios, producciones para Netflix, no tiene nada que ver, además es un tema independiente, educativo y solamente es utilizado para la investigación.

C. O sea que tú eres la responsable de esa buena serie de Caracol con Netflix de Bolívar (entre otras, sí, y sobre todo las series...) está muy buena, pero bueno listo. Entonces, muchas gracias a todos y sigo yo entonces.

Mi nombre es Carlos Vanegas, en estos momentos estoy al frente de un equipo llamado Aseguramiento de la Operación, en XM somos los encargados de cerrar el ciclo entre lo que ocurre en la operación, con lo que comparamos respecto con lo que se había planeado, programado, unos días, meses antes y obviamente pues, la idea como dice Juan Pablo en la introducción, es siempre está minimizando los riesgos que puedan afectar la seguridad, la calidad, o la economía en la operación del Sistema Interconectado Nacional. Claro, eso es como a manera global y tenemos tres equipos de trabajo: Uno que se encarga del post-operativo, pues analizar cualquier evento y ver como, con acciones concretas, tenemos lecciones aprendidas para que eso no vuelva a ocurrir; hacemos también el ajuste de protecciones, después de eventos o para nuevos proyectos y tenemos también todo el tema de la supervisión y el tema de algo que se llama el SCADA, que son como los ojos

del centro de control. No se si necesita ampliar mas Juan Pablo, mi hoja de vida, como decías para validar la experiencia. (J. P. no, está bien) mira Juan, (J. P. ¿Señor?) ¿De algo más para lo que necesitas de validación de la experiencia?

J. P. No, no con eso está bien, dado el caso más adelante de pronto te pregunto ahí por interno.

J. P. Carlos. Nosotros estuvimos, digamos, nos basamos bastante en el trabajo, en lo que dice la ley eléctrica, y digamos, en una las funciones del Centro Nacional de Despacho, hay una que dice que es informar periódicamente, al Consejo Nacional de Operación, acerca de la operación real y esperada los recursos del SIN y de los riesgos para atender confiablemente la demanda. Nos queremos basar, digamos, en este punto porque tiene mucho que ver con la gestión de beneficios, ¿por qué? Nos gustaría saber, antes que nada, digamos en esa información que se suministra o los procesos que ustedes tienen internamente, si se realiza como tal una línea base de cómo se espera que sea la operación del Sistema Interconectar Nacional, o sea, lo que esperan de como opere, y luego cuando ya ha pasado, digamos la realidad, vuelven y comparan esa operación real con lo que esperaban.

C. Bueno la pregunta, si te entiendo, con la línea base de la planeación de programación de los proyectos, si hacemos una evaluación de que tan desviado estuvo esa línea base.

J. P. Sí, de acuerdo si hacen una retroalimentación.

*C. Bueno, realmente la retroalimentación, como tú bien lo conoces, es un proceso que lo hemos dividido, llamémoslo, dada la importancia, en validar si las defensas que

tenemos de ese sistema actúan bien. Entonces, te voy a poner el caso, que tú conoces más que nadie, hay una defensa muy importante que se llama, la regulación secundaria de frecuencia. ¿Te acuerdas? (J. P. Sí.) ¿Cuál es nuestra línea base? Nuestra línea base es desde la planeación se estableció que debía haber una reserva para subir o para bajar en caso que de que hubiese un desbalance en el sistema, entonces realmente la comparación que hacemos después, días después o el día después, respecto a la línea base, es si esa reserva: primero, fue suficiente y segundo si los generadores que están prestando ése servicio y por el cual se les está pagando, efectivamente prestaron ése servicio; de lo contrario, nosotros hacemos recomendaciones, emitimos una serie de comunicaciones y obviamente los llevamos al Consejo Nacional de Operación, cuya función es estar precisamente velando porque no existan problemas o en la operación o que si hay que resolver algo, resolverlo, ésa en nuestra labor, y así como funciona para la regulación secundaria de frecuencia, también existe para la primaria, para la reserva, hacemos seguimientos de voltajes. Mira que todo ese tema es enmarcado bajo la ley, lo que es cumplir con el criterio de calidad de la frecuencia; y el otro que es el tema del voltaje, también tiene todas sus aristas. Entonces de hacerle seguimiento al cumplimiento de los criterios de calidad en términos de voltaje, mira que finalmente la línea base nuestra es algo en términos de calidad del sistema. Ahora bien, si la pregunta en torno a los proyectos, obviamente nosotros como XM, estamos haciendo un seguimiento a lo que significan tener restricciones, eso no lo hacemos nosotros, es otra área, que valida si en la línea base había un proyecto que debía entrar, por poner una fecha el 17 de Diciembre del 2019 y eso no ha entrado, pues obviamente, el hecho de que ese proyecto no esté, implica que

las restricciones del sistema o los riesgos operativos aumenten y eso se lleva también al CNO.

J. P. De acuerdo y digamos que, luego de que realizan esos análisis, ¿lo informan periódicamente o a medida que van saliendo?

C. Espéreme un momentico porfa.

J. P. ¿Señor?

P. Que esperemos un momentico.

C. Aló?

J. P. Aló.

C. Sí que pena. ¿Cuál es la siguiente pregunta?

J. P. Digamos. Esos análisis que ustedes hacen, en donde comparan lo que esperaban que sucedieran con lo que realmente sucedió. ¿Eso se comunica, digamos, directamente a los agentes o a través del Consejo Nacional de Operación? ¿Con qué frecuencia lo hacen?

C. La revisión de todos estos elementos de frecuencia, voltaje, cargabilidad de transformadores, todo, todo, todo lo que tiene que ver con temas operativos, es un seguimiento diario, con lo cual, las señales hacia el agente son de manera diaria. Pero cada mes, al Consejo Nacional de Operación, usualmente es al final del mes, casi siempre el último jueves de cada mes, se llevan todas las señales, eh ... llamémoslas así: Operativas, que él debe conocer para ver si hay alguna oportunidad de mejoramiento o alguna cosa.

J. P. O. Key. Perfecto. ¿Cómo identifican y gestionan los riesgos para garantizar el cumplimiento de la energía? El suministro de la energía confiable, segura y al menor costo.

C. ¿Cómo se contemplan los riesgos? La compañía cuenta con, XM en general, cuenta con un equipo que se encarga de gestionar los riesgos de la compañía, en general, entonces los riesgos de la compañía pues están, es una lista grande, pero entre otros, digamos que hay un riesgo regulatorio, hay un riesgo que le pega a los que estamos hablando, que es el riesgo de tener deficiencias en el sector eléctrico.

J. P. Pero no, yo me refiero a riesgos en la operación. Digamos como gestionan los riesgos en la operación del sistema, de pronto ellos identifican un riesgo y como lo gestionan. ¿Aló me escuchas?

J. P. Carlos. Aló ¿Me escuchan?

C.N ¿Tú puedes mirar si está dentro de la llamada o si se salió?

J. P. No ahí está, ahí está.

C. Juan Pablo dale.

J. P. Sí, La pregunta iba más orientada hacia los riesgos en el tema operativo, ¿cómo gestionan los riesgos en la operación: por ejemplo, detectan que va a salir una línea importante, que eso puede implicar un riesgo. ¿Carlos me escuchas? (C. Sí, te escucho.) La pregunta de los riesgos va más orientada al tema operativo.

C. De los riesgos. Íbamos que el tema que hay toda un área de riesgos, hay un riesgo específico, que son riesgos, deficiencias, llamémoslo así, en la prestación del servicio de energía eléctrica.

J. P. Sí, si exacto. ¿Esos riesgos como los manejan?

C. Básicamente cada división en la compañía maneja, buscando en la matriz de riesgos, factores que son decisivos, que son varios, entonces como te digo, el regulatorio,

deficiencias en el sistema eléctrico, y cada dirección debe tener Con sus proyectos, entonces, por lo menos en la sala, por ejemplo, tiene propia ficha de riesgos, que yo con mis procedimientos con todo lo que estoy haciendo, viendo si estoy en amarillo, verde o rojo, es un seguimiento que cada director es responsable de hacer el seguimiento a su matriz de riesgos, y eso se lleva usualmente a un comité, que se llama comité de riesgos, en donde se hace un análisis detallado de cada uno de los riesgos de la compañía.

J. P. A de acuerdo. ¿Esos riesgos también son comunicados al CNO? O eso es solo interno.

C. Ahí se cuenta más como un tema interno, pero enmarcado específicamente al CNO, se mira un tema que está afectando o implicando al CNO.

J. P. Uhh. Vale Perfecto. ¿Se podría considerar que, como tal, el beneficio que le da un proyecto nuevo, al Sistema Interconectado Nacional, es que ayuda a cumplir ese objetivo de suministrar la energía confiable, segura y al menor costo?

C. No te escuché muy bien. ¿El beneficio?

J. P. Sí, sí. ¿Cuál es el beneficio de que entre un proyecto nuevo, al Sistema Interconectado Nacional?

C. Precisamente el beneficio de un proyecto, no sé si hayan escuchado la costa atlántica. La costa atlántica en estos momentos tiene unas restricciones muy grandes y necesitamos que entren rápido los proyectos, porque al no tener un proyecto hay congestiones, la red está estresada, si hay cualquier mantenimiento entonces hay que racionar. Entonces, realmente en un proyecto el beneficio es inmediato, cuando se minimizan esos cortes que hay de energía a la población, en este en los centros como la

costa atlántica. Entonces, inmediatamente se ve como la holgura que se tiene para poder realizar mantenimientos, inmediatamente se ve en que no se raciona la población, inmediatamente se ve en que, como bajan las restricciones, la energía eléctrica le va a llegar más barata en general a los colombianos, ahí es un detalle de orden nacional y local.

J. P. Vale. Perfecto. Y teniendo en cuenta, que pues, digamos el sistema eléctrico nacional o todo el sector está bastante regulado, se podría considerar como tal, que la premisa bajo la cual se realiza la planeación por la UPME, la ejecución de proyectos que realizan los agentes, la regulación que dicta la CREG y finalmente la operación que se hace en el Centro Nacional de Despacho, ¿se podría decir que todos esos procesos están bajo la ley eléctrica? ¿Qué eso es como tal la premisa?

C. Pues, bajo la ley, la verdad no conozco. Yo entiendo lo que vos decís, que la ley eléctrica dice que todo tiene que estar enmarcado en la seguridad, calidad y economía, ¿cierto? Pues obviamente, lo que yo entiendo desde mi rol es que la UPME hace un trabajo adecuado y sigue todos estos lineamientos, pero vaya a ver si lo hace bien o mal. Entonces, no se si ustedes también tienen entre sus planes de entrevistarlos con la UPME, porque finalmente uno tiene unos indicadores, datos y hechos. Hay en el sector, alguien muy importante para que lo tengan en cuenta y es un comité donde está el sector eléctrico que se llama el CAPT, que es un Consejo Asesor del Planeamiento de la Transmisión. Entonces, por ejemplo, para el tema de transmisión la UPME está viendo un tema de indicadores y todo eso, de ¿cómo va? Con los atrasos y todos eso por el lado de transmisión. Por el lado de la generación ustedes saben que en Colombia existe un mercado que se llama el cargo por confiabilidad. Ese cargo por confiabilidad sale con la misma regulación de la CREG, así recientemente, este año salió la subasta para

renovables, que garantiza que entre una cantidad importante de renovables. Entonces, si a mí me preguntan del tirón, ¿en ese tema de renovables, en ese tema de planeación, en ese tema transmisión ha funcionado? Pues yo creería que ha funcionado ese esquema porque finalmente, desde que salió la ley eléctrica, no se ha presentado un racionamiento tan terrible como el que seguramente a ustedes ya les contaron, que fue por allá en el año 92 – 93, en el que realmente no había ni con qué generar. Entonces mira que la ley eléctrica sale para que no vuelva a haber eso y establece como unos objetivos de competencia, de autorregulación, de muchas cosas que finalmente, desde mi concepto, ha funcionado y la realidad es que a ustedes no les ha tocado en su vida, lo que nos tocó a otros, que fue el racionamiento famoso que hubo, donde se tuvo que cambiar el horario. ¿Le habían contado esa historia?

J. P. Sí, sí Señor. Eso ya nos lo han contado varias personas.

C. Claro, también es un tema, yo diría, muy complejo; y es que, como el sector estaba tan desequilibrado, tan desbalanceado, que no había como generar. Entonces, no se si con eso te respondo la pregunta que me hacías, de si ha sido efectivo para cumplir la ley.

J. P. Sí, de acuerdo y digamos teniendo en cuenta también lo que nos mencionas, desde el Centro Nacional de Despacho ¿se envían algunas señales para la expansión del sistema?

C. No. Para la expansión, realmente nosotros hacemos, como te dije, parte del CAPT, que es el Comité Asesor de la Planeación de la Transmisión y también vamos a unas reuniones con el ministerio en donde se dan señales, pero realmente, las señales hacia el futuro, de que proyectos entran o no, eso es asunto de la UPME, de la CREG y finalmente del ministerio.

J. P. Ah. O. Key.

C. Nuestro planeamiento, no sé si te acuerdas de nuestro planeamiento como tal. El energético es indicativo, nosotros damos señales, de hecho, hay otro comité que se llama el CACSSE, que es el comité que le hace seguimiento a las variables energéticas y es directamente con el ministerio. En el CACSSE nosotros damos indicaciones y allí como el ministerio vea la cosa, entonces va y habla con la CREG o con la UPME para el tema de impulsar proyectos. El que si es obligatorio es el eléctrico, el eléctrico sobre todo lo que hacemos de corto y mediano plazo, que es de estricto cumplimiento. O sea, lo que hace es cumplir para que las variables del sistema, como tal, estén bien.

J. P. ¿Y qué tipo de señales se envían?

C. No, las señales que nosotros damos son las señales que, las que salen en los documentos, por ejemplo, ¿cuántas unidades de seguridad se requieren en tal lado, en lo otro? Hay un documento que se llama el IPOEMP, es el informe de planeación, el eléctrico de entero cumplimiento. Entonces, por ejemplo, ese IPOEMP cuanto a dos meses está diciendo que en la costa se necesita, por decir algo, “X” número de unidades por seguridad eléctrica, eso entra como insumo al programa que está mirando el despacho del día siguiente y eso se va revisando, pero no significa que sea completamente obligatorio. O sea, todo el tema de que si genera o no genera, vos sabes que en Colombia tenemos un mercado que es por oferta, ¿te acuerdas? Que entra la oferta, que todo eso; pero en el eléctrico si es obligatorio.

J. P. Y ¿tienen algunos otros informes que también publiquen?, a parte del IPOEMP.

C. ¿Informes de qué?

J. P. Informes donde comuniquen señales, donde den señales a parte del IPOEMP.

C. Eh. No, pues si te metes a la página de XM, vas a encontrar que, si hay muchos informes, aparte del IPOEMP, hay informes, hay uno que se llama informe de restricciones, hay el informe de supervisión, muchísimos informes. Todo lo que tenga que ver para minimizar los riesgos y para garantizar que estemos siempre con calidad y seguridad.

J. P. Mm Vale. Súper bien.

C. De hecho hay un informe que sale todos los días, que es el del despacho, por ejemplo, el despacho para el otro día. O sea, todos los informes que son señales del trimestre, de la semana anterior y el día anterior.

J. P. Y según lo que te entendí, esos informes salen con análisis que dependen de un periodo de tiempo, o sea análisis de corto plazo, mediano plazo, tiene temporalidad.

C. Si claro. El problema como tal, incluso, de análisis del sistema de potencia en Colombia, del sistema eléctrico, tiene una división temporal: el largo, mediano y corto; y el muy corto plazo.

J. P. O. Key. Pero entonces son escenarios de muy corto plazo, corto plazo, mediano plazo y largo plazo. ¿Sí estoy bien? (C. Correcto) O. Key. Y Carlos, ya para ir también finalizando la entrevista. ¿Ustedes manejan algún tema de lecciones aprendidas?

C. eh, ¿lecciones aprendidas? Si, en todos nuestros procesos tenemos un sitio, como un sitio PHVA, que es planeación, el hacer, el verificar y el actuar. En ese actuar hay unas lecciones aprendidas, es decir, todo lo que tengamos que evidenciar, que hay que mejorarlo o aprender de eso, lo hacemos. De hecho, uno de los pilares de la compañía en

estos momentos y banderas de la compañía, se llama la gestión del error. ¿Qué es la gestión del error? Es que a veces ante un error no lo castigamos, sino que lo valoramos para aprender de él. Entonces, alguien, por ejemplo, en cualquier proceso comete un error, declara, lo dice, se revisan los riesgos, se hace una lección aprendida para que aprendamos de ese error.

J. P. Vale perfecto. No, super bien.

C. ¿Listo?

J. P. Listo Carlos. Muchas gracias. Era básicamente lo que. (C. ¡Con mucho gusto!)
¡Ah! Una última cosita. Una última cosita que me acabo de acordar: Los temas de indicadores, ¿Qué indicadores manejan ustedes? internamente o que comparten al sector.

C. Hay una resolución de la CREG, en estos momentos se me escapa, que nos ponen, llamémoslo así, la regla máxima que debemos cumplir en torno a ¿Cuántas desviaciones de frecuencia podemos tener? Por fuera de un margen, ¡Tin!, ¿Cuántos eventos de voltaje? ¿Cuántos despachos podemos sacar como máximo tarde?, ta ta ta, todo está en una resolución, pero ahorita no me acuerdo. ¿Vos no trabajas en la parte regulatoria, pues?

J.P. Sí, sí, pero pues como esto toca corroborarlo con un experto, entonces la idea es que venga de ti.

C. No si quieres yo lo tengo pendiente y te averiguo cuál es la resolución que nos coge las metas, los indicadores para cumplir. Ya a raíz de eso, internamente, nosotros tenemos también unos indicadores de máximo nivel, ya otros internos. Por ejemplo, internamente cada director maneja sus indicadores. Entonces realmente, pero hacia afuera, lo que estamos hablando, con este tema de los proyectos esos son los indicadores máximos de

nosotros, los de la resolución que no me acuerdo. Si puedes en internet busca “Indicadores CREG a XM” y te debería aparecer.

J. P. Risas. Gracias Carlos. Perfecto.

C. Listo.

J.P. Listo. Era Eso. Muchísimas gracias, Carlos, por tu tiempo y por todo.

C. Señoritas a ustedes también muchas gracias.

P. Gracias.

Cl. Muchas gracias de verdad. Muchas gracias por el tiempo y que pena las molestias con la parte de la tecnología.

C. No, no, que pena con ustedes, también, yo poniéndolos aquí a sufrir. Entonces, feliz almuerzo y cualquier cosa Juan Pablo estoy para que conversemos, ¿listo?

J. P. Vale Carlos. Muchas gracias.

P. Gracias.

Cl. Hasta luego.

ANEXO C. Sub redes con citasiones.

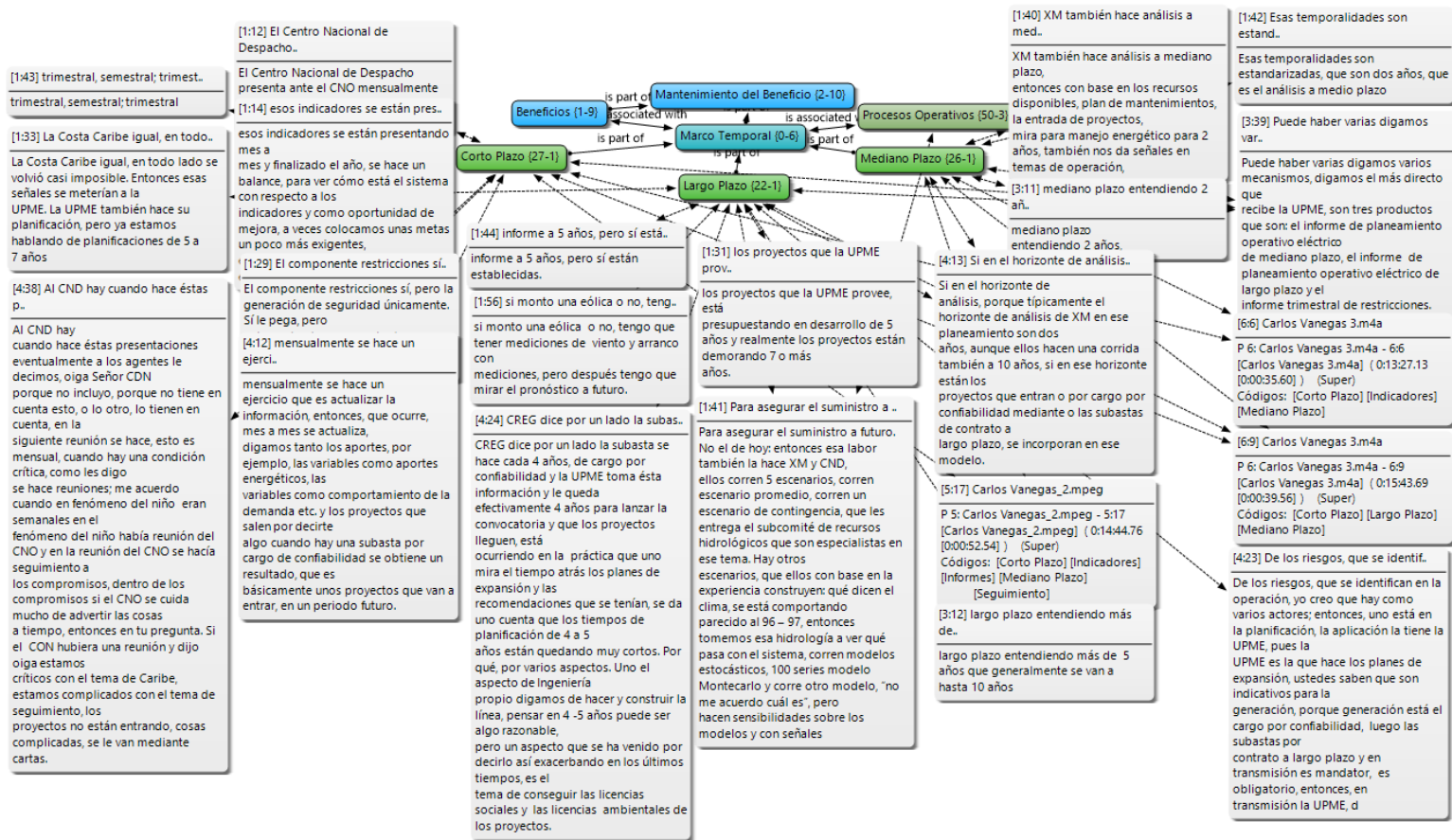


Ilustración 47. Citación sub red Marco Temporal.

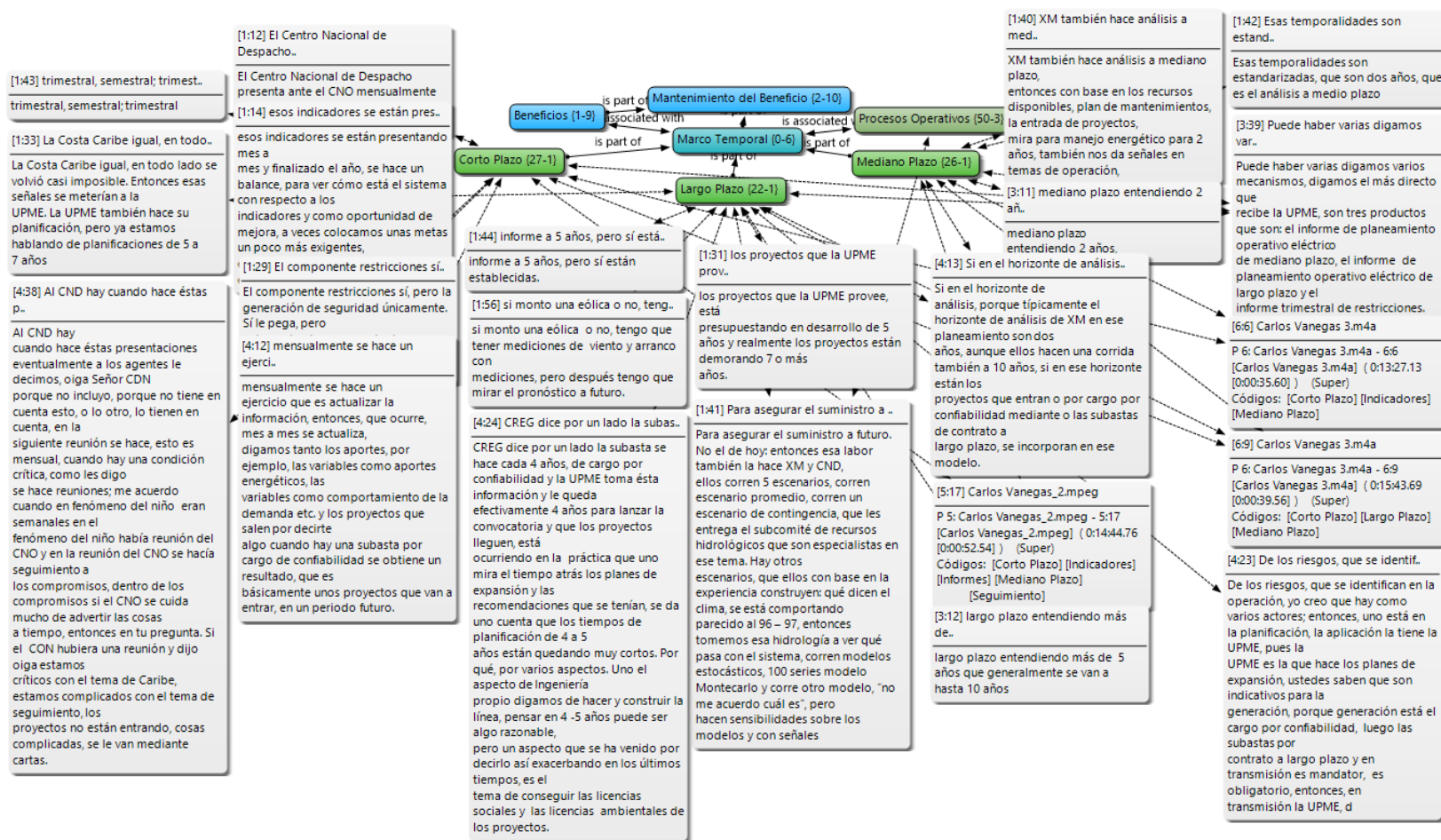


Ilustración 48. Citación Sub red de Medición

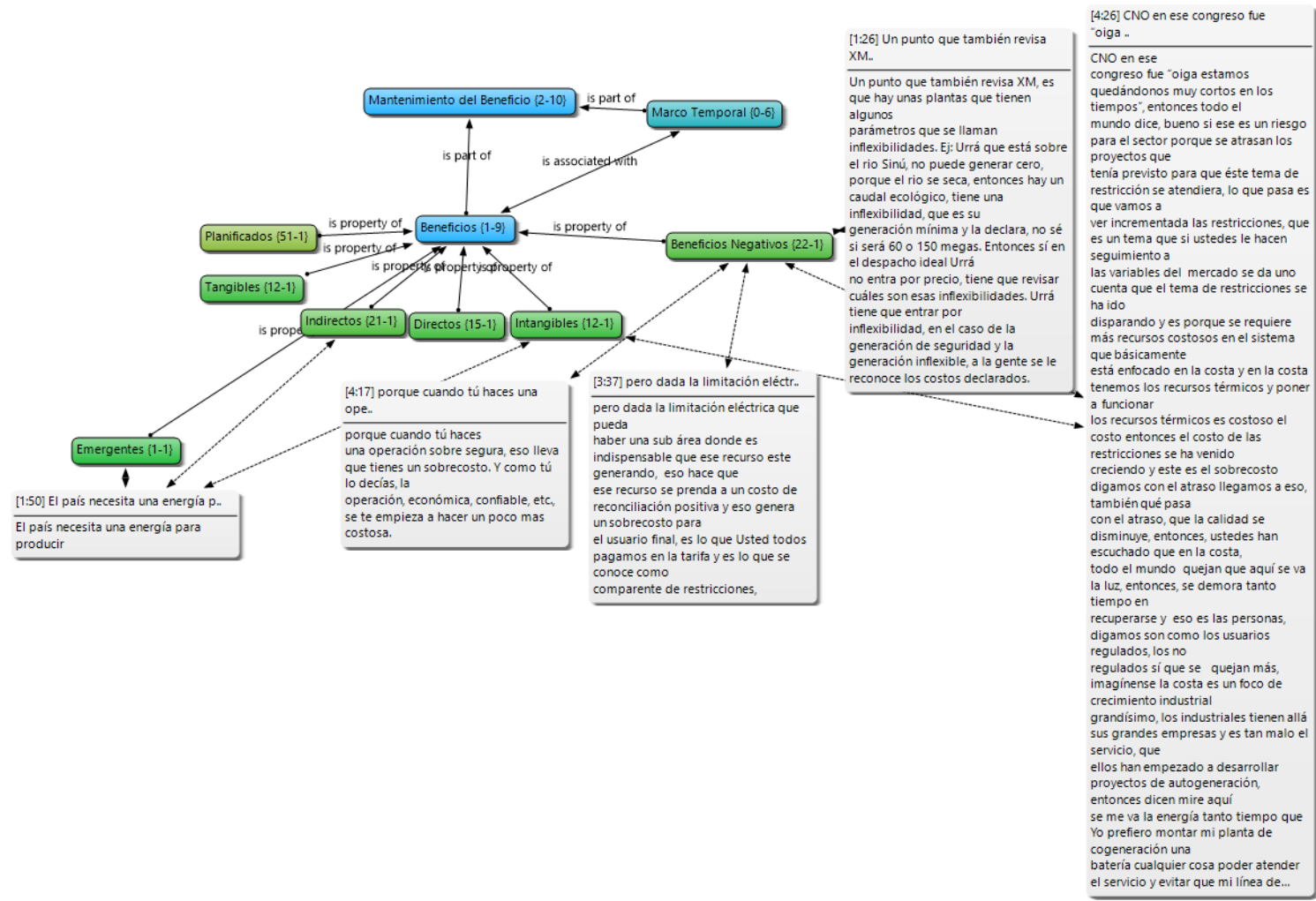


Ilustración 49. Citación Sub red Beneficios Negativos y emergentes.

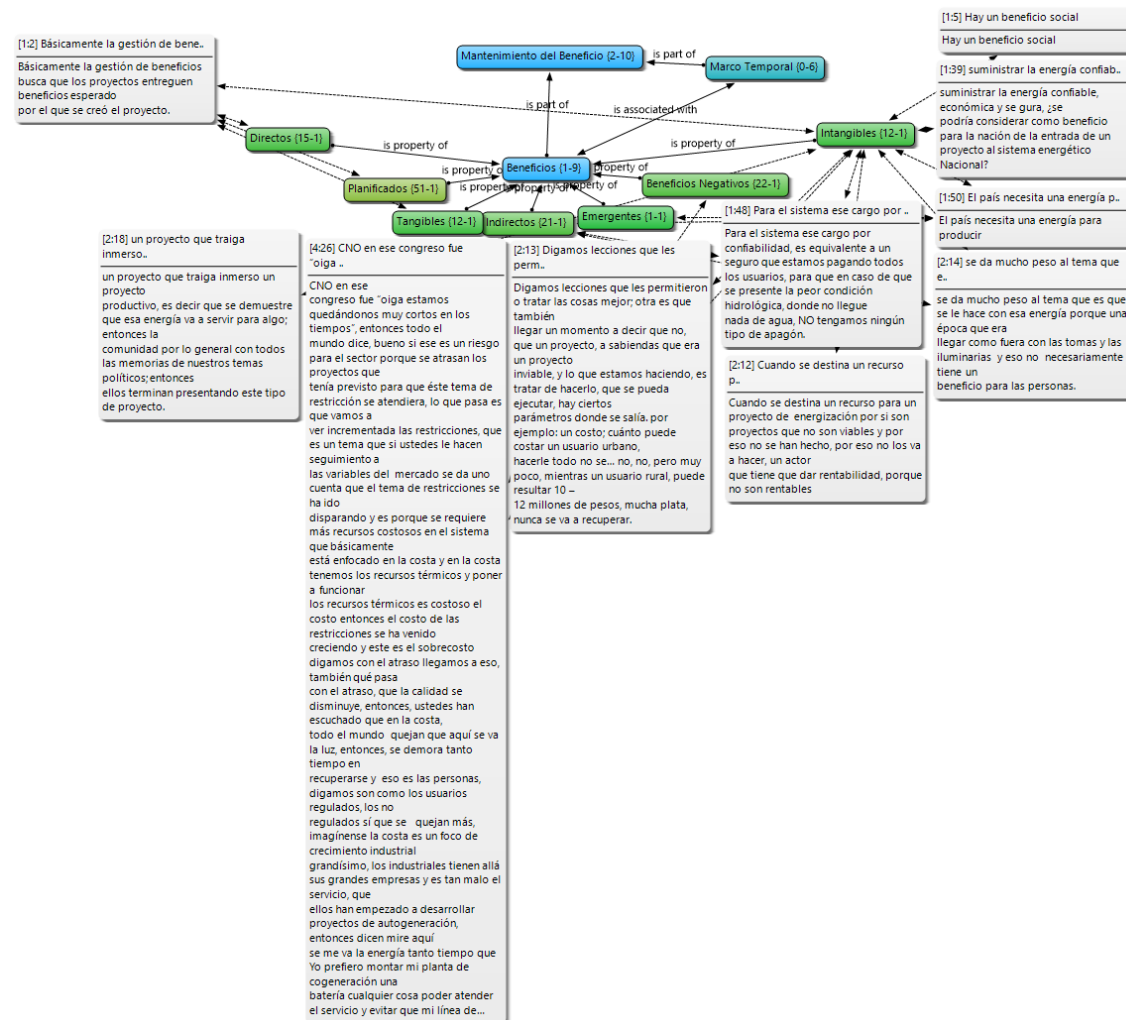


Ilustración 50. Citación Sub red Beneficios Intangibles y Directos.

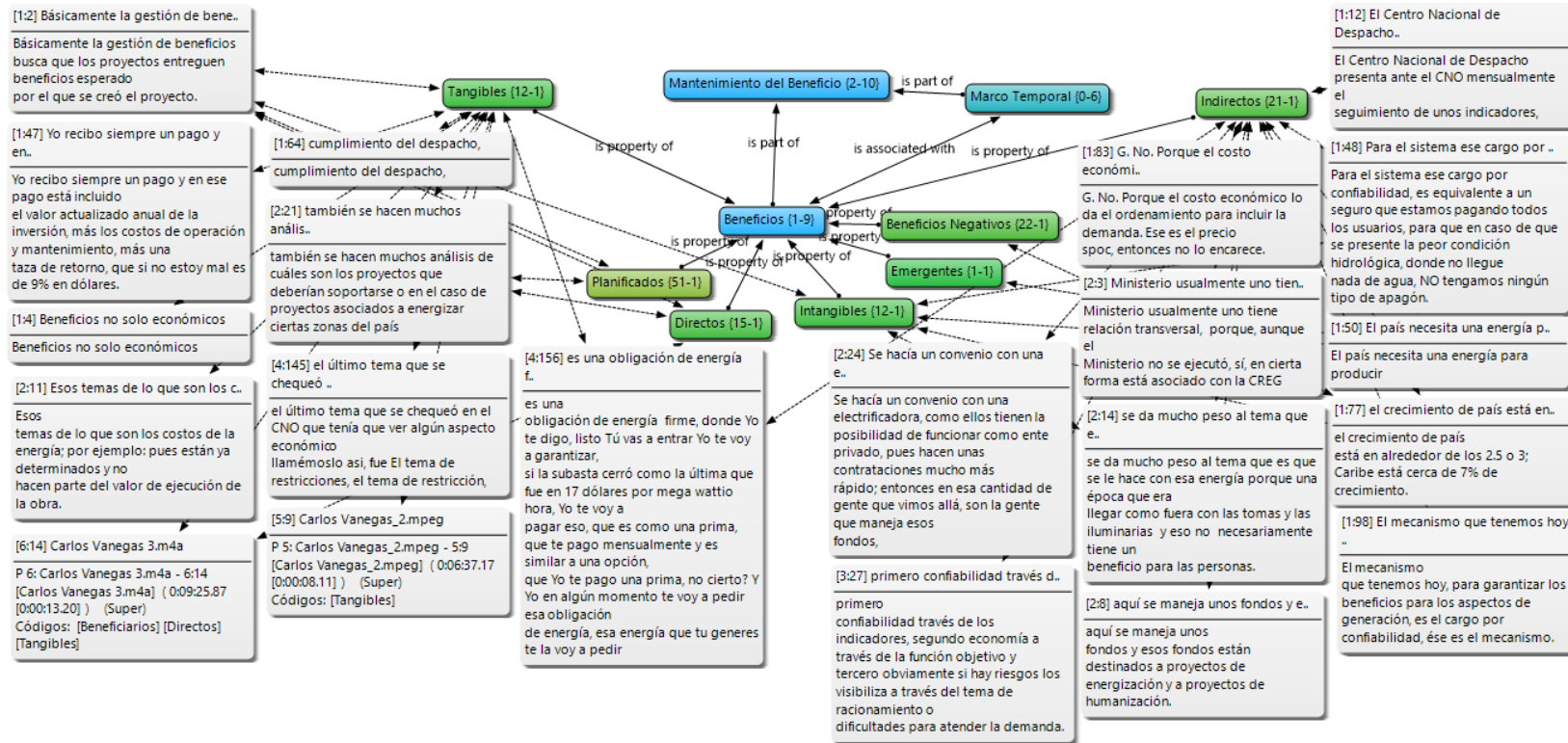


Ilustración 51. Citación Sub red Beneficios Indirectos y Tangibles.

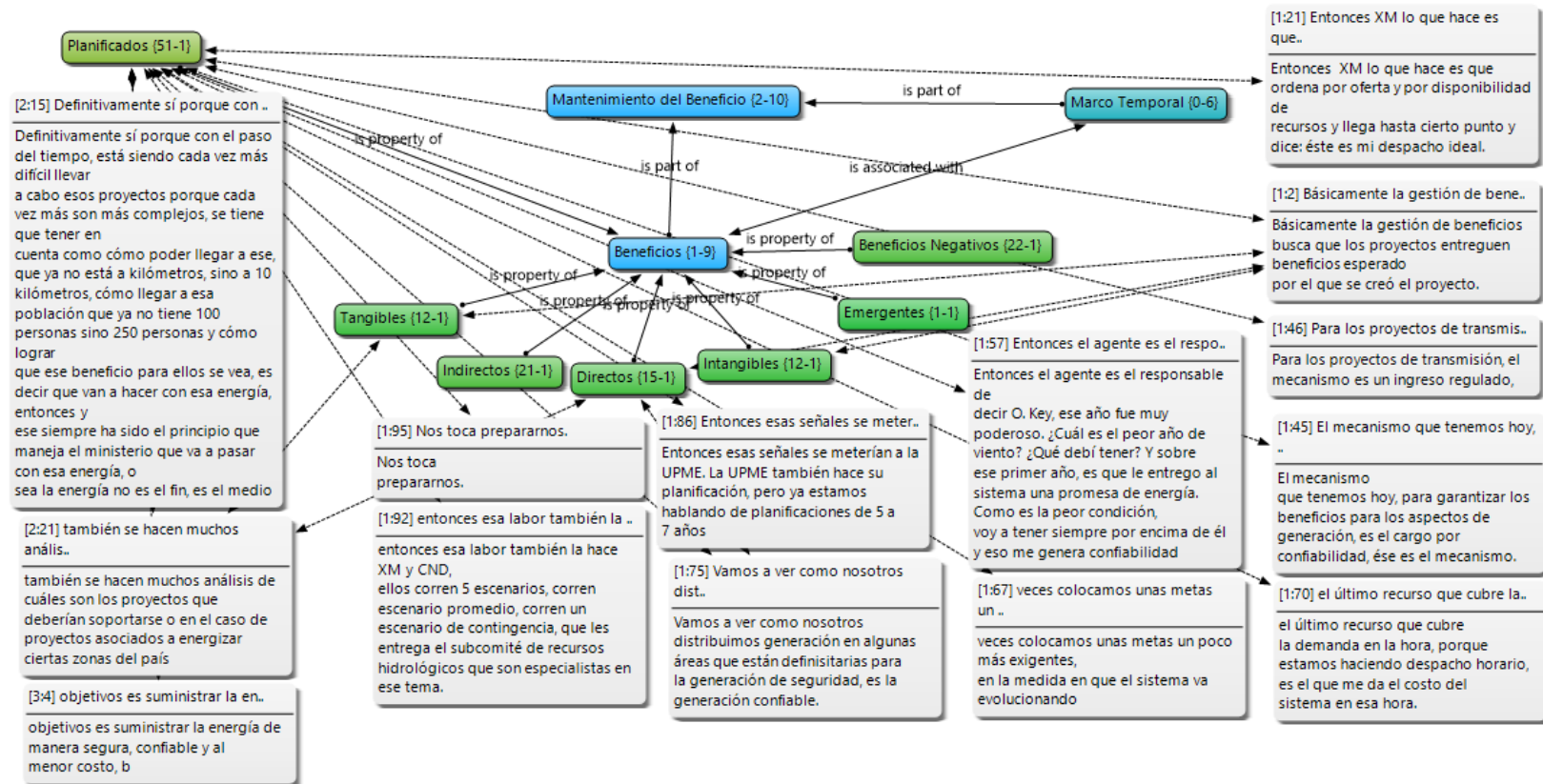


Ilustración 52. Citación Sub red Beneficios Planificados.

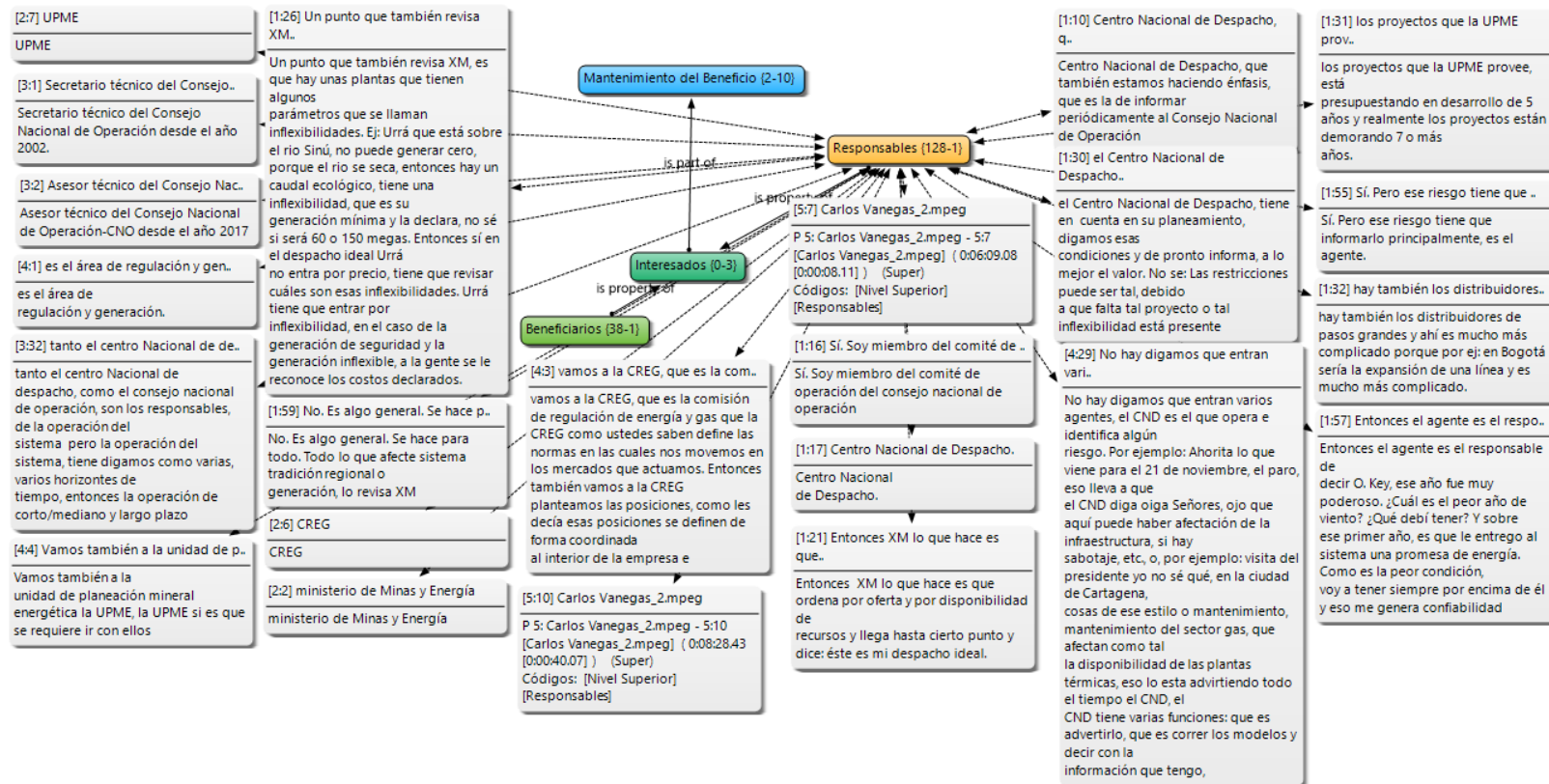


Ilustración 53. Citación Sub red Interesados Responsables.

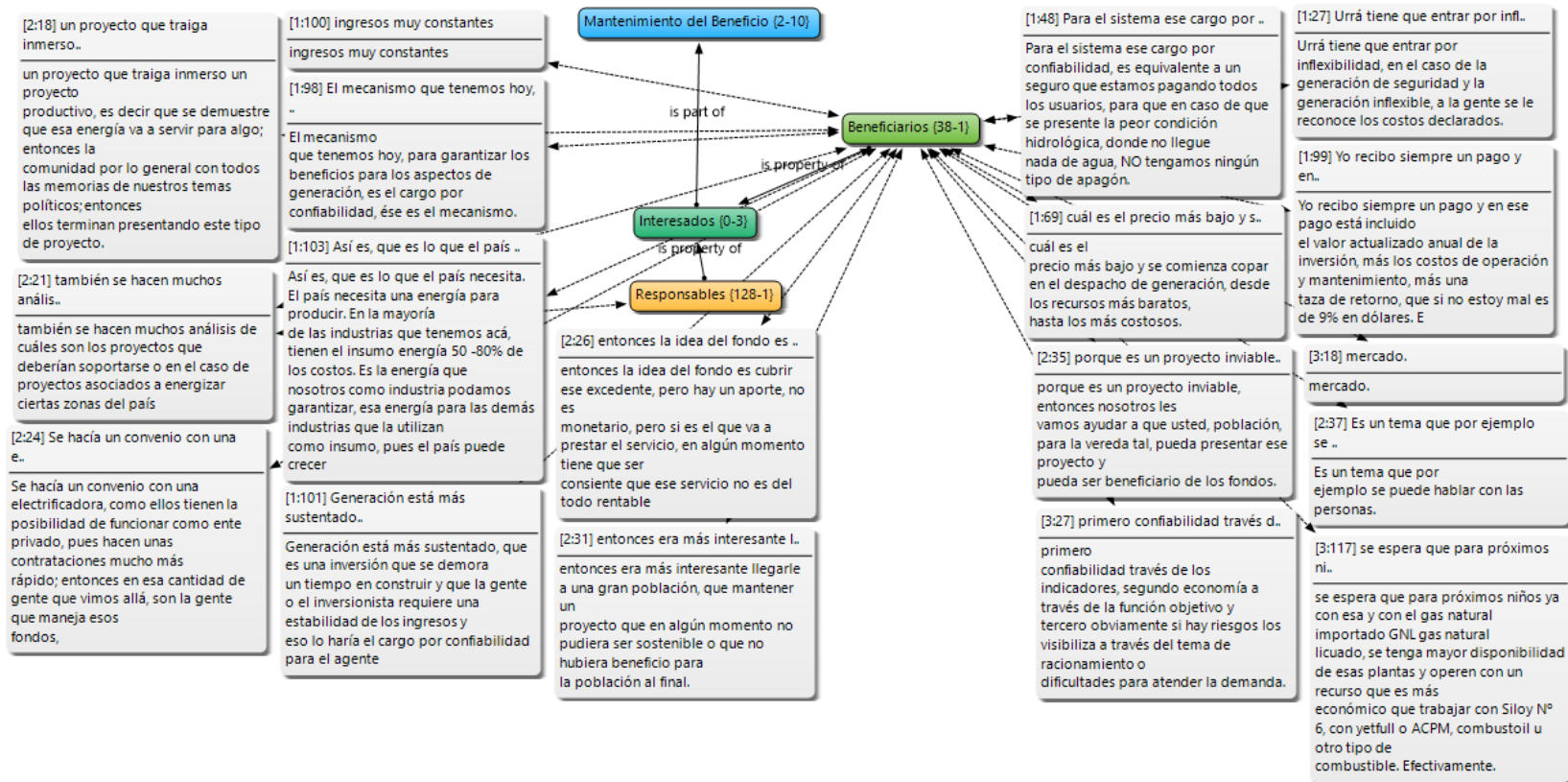


Ilustración 54. Citación Sub red Interesados Beneficiarios

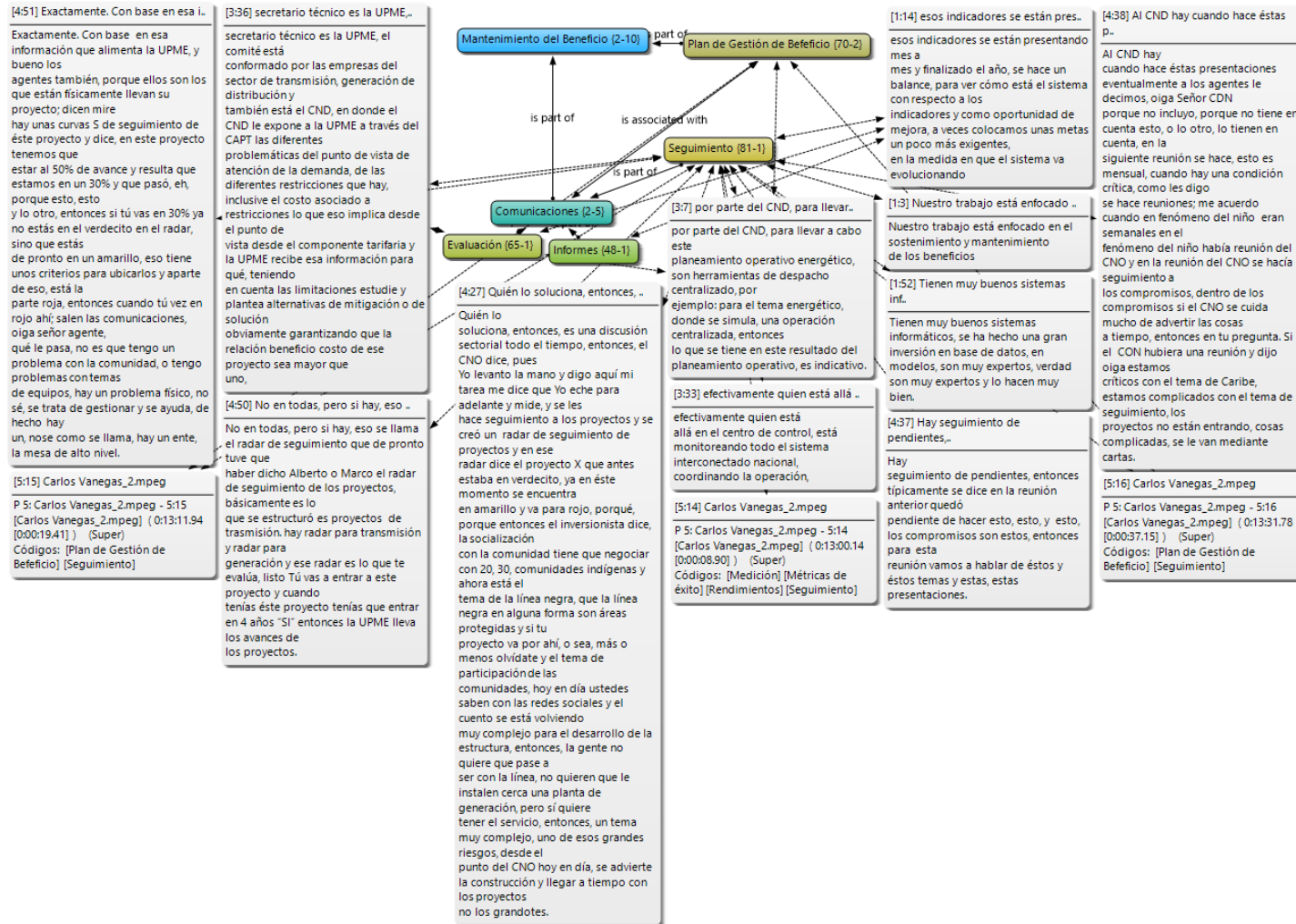


Ilustración 55. Citación Sub red Comunicaciones Seguimiento.

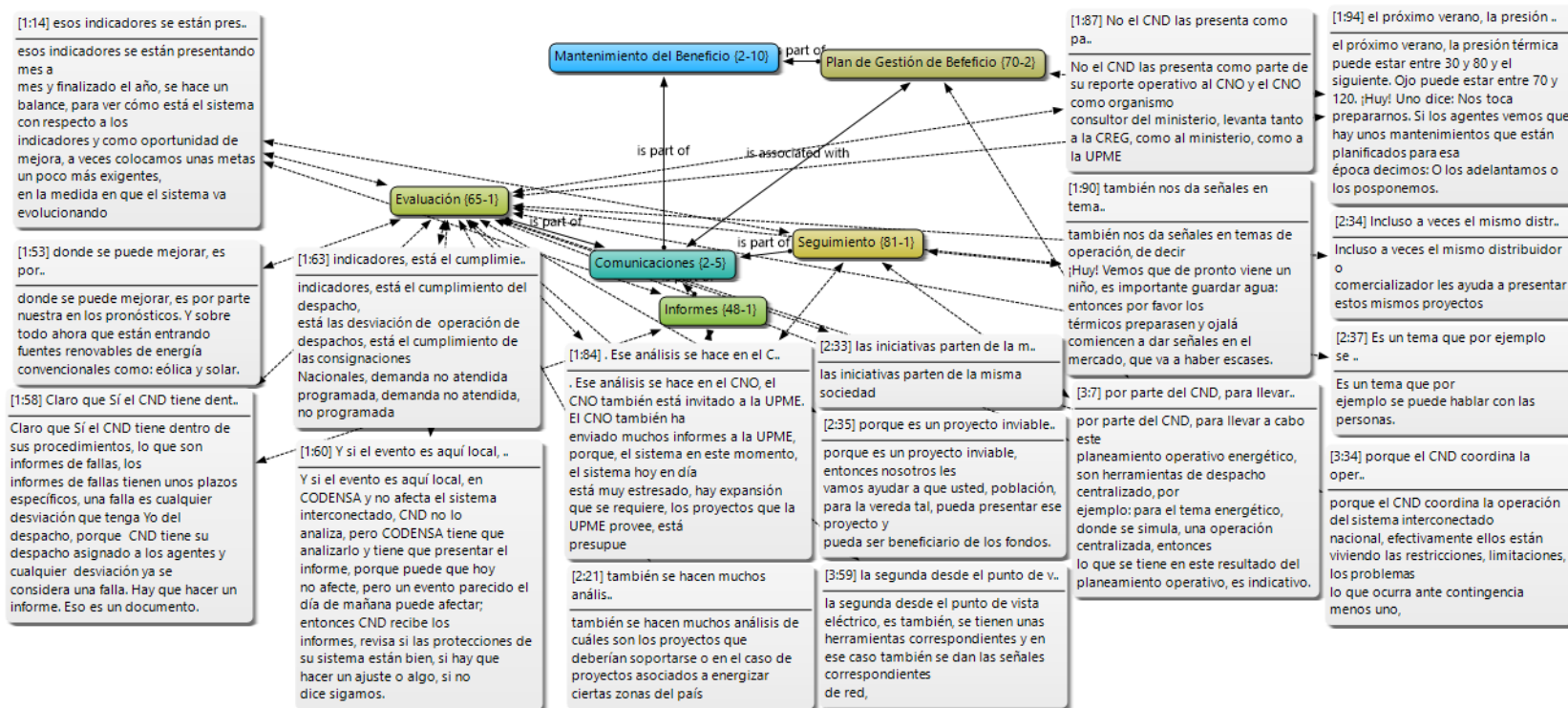


Ilustración 56. Citación Sub red Comunicaciones Evaluación.

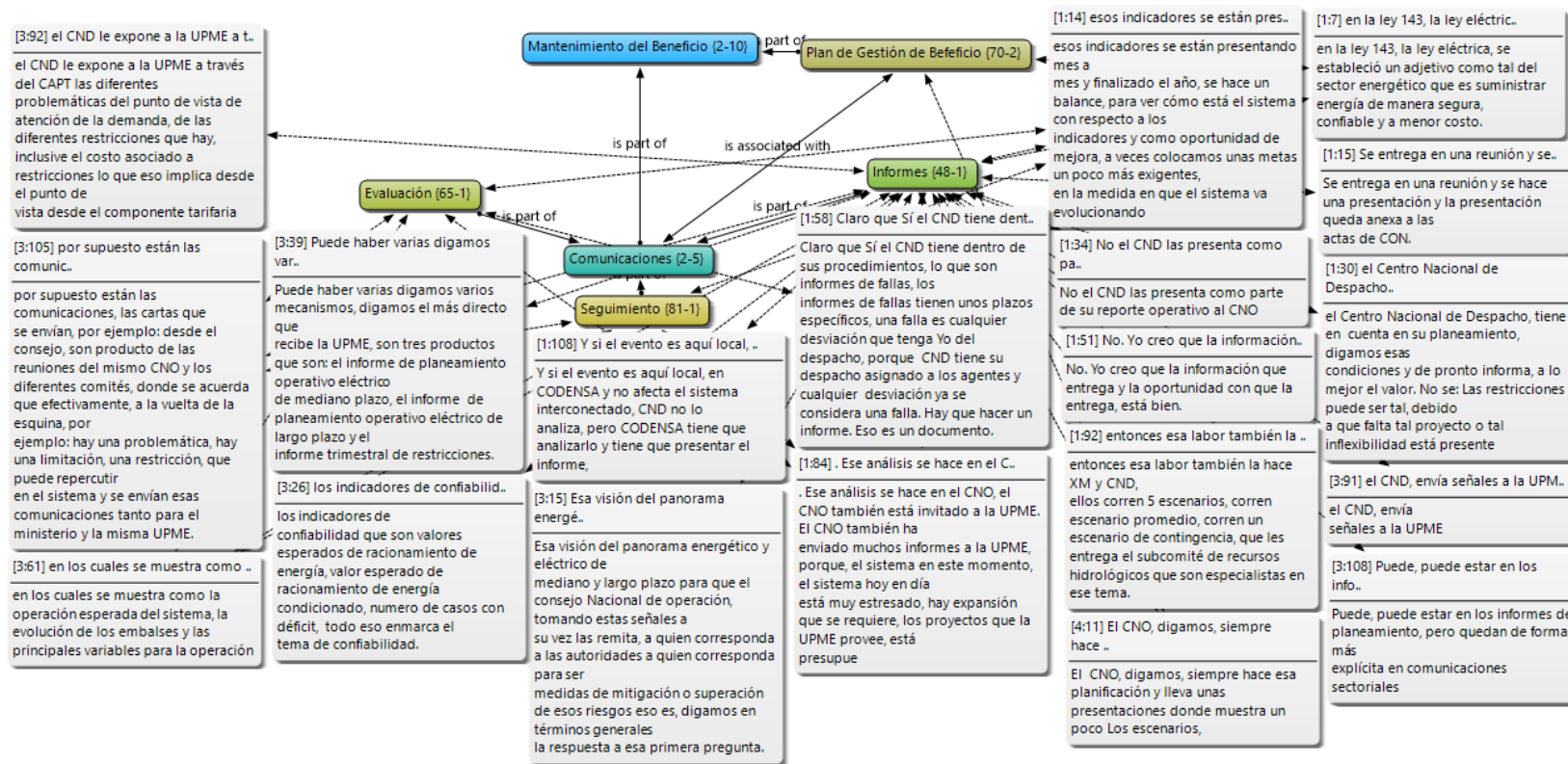


Ilustración 57. Citación Sub red Comunicaciones Informes.

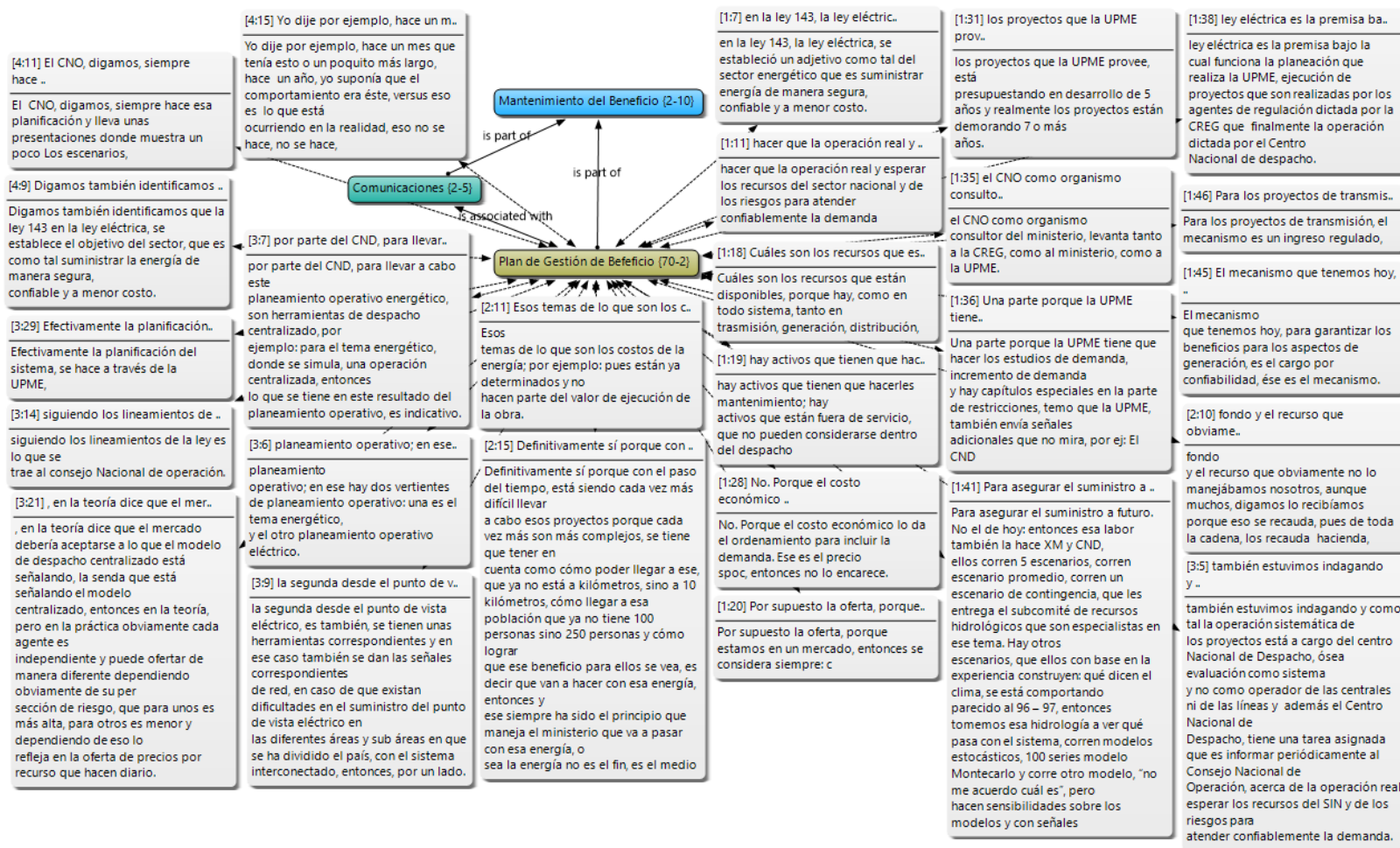


Ilustración 58. Citación Sub red Plan de Gestión del Beneficio.

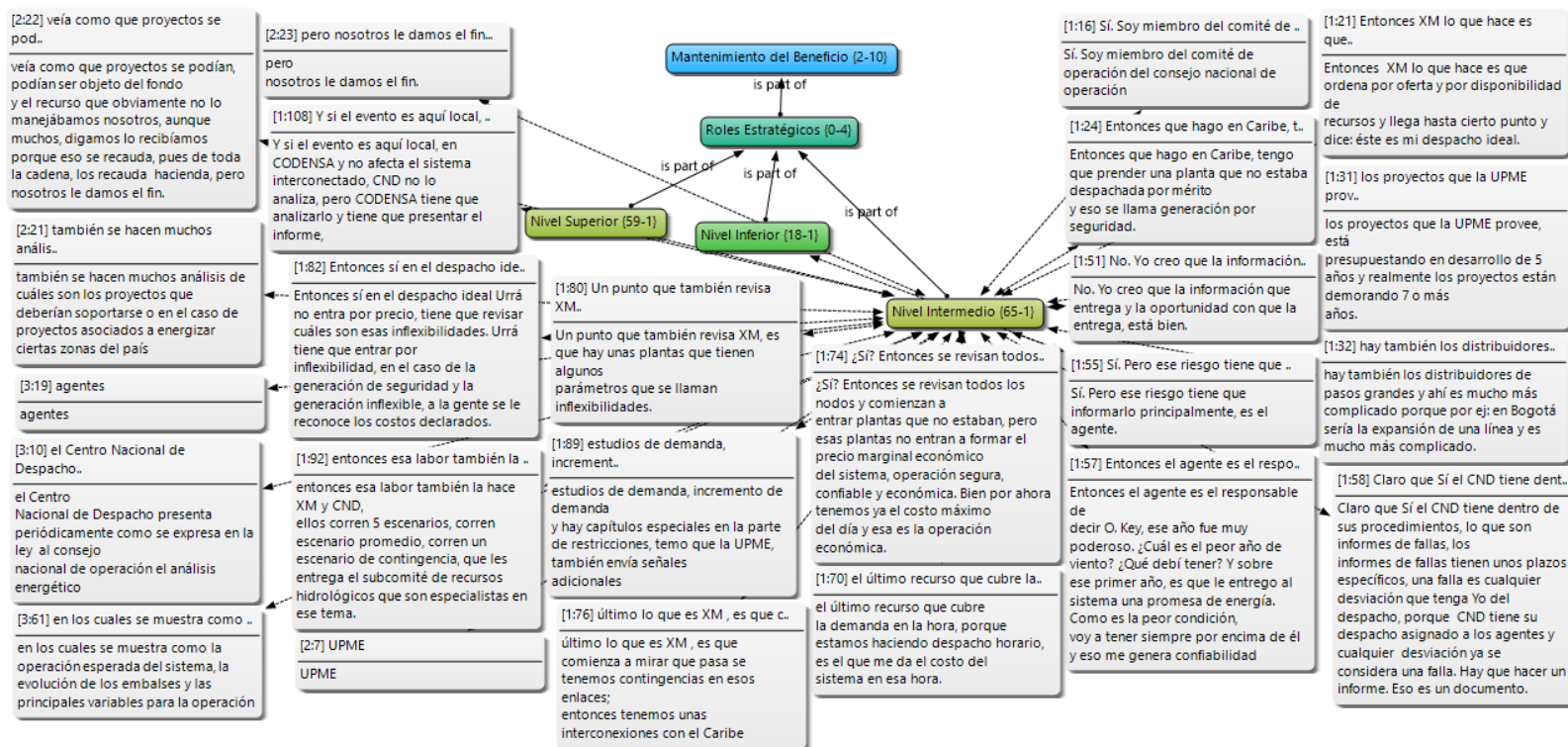


Ilustración 59. Citación Sub red Roles Estratégicos Nivel Intermedio.

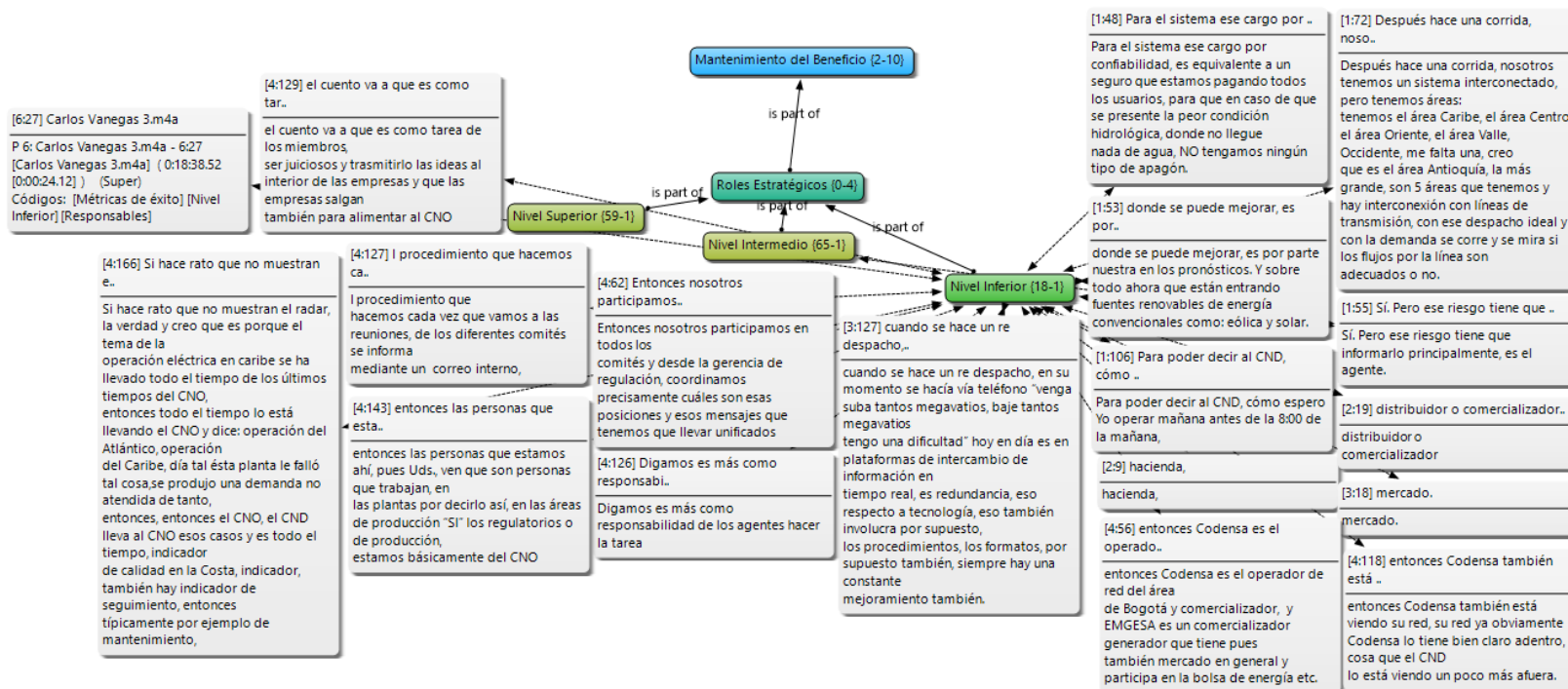


Ilustración 60. Citación Sub red Roles estratégicos Nivel Inferior.

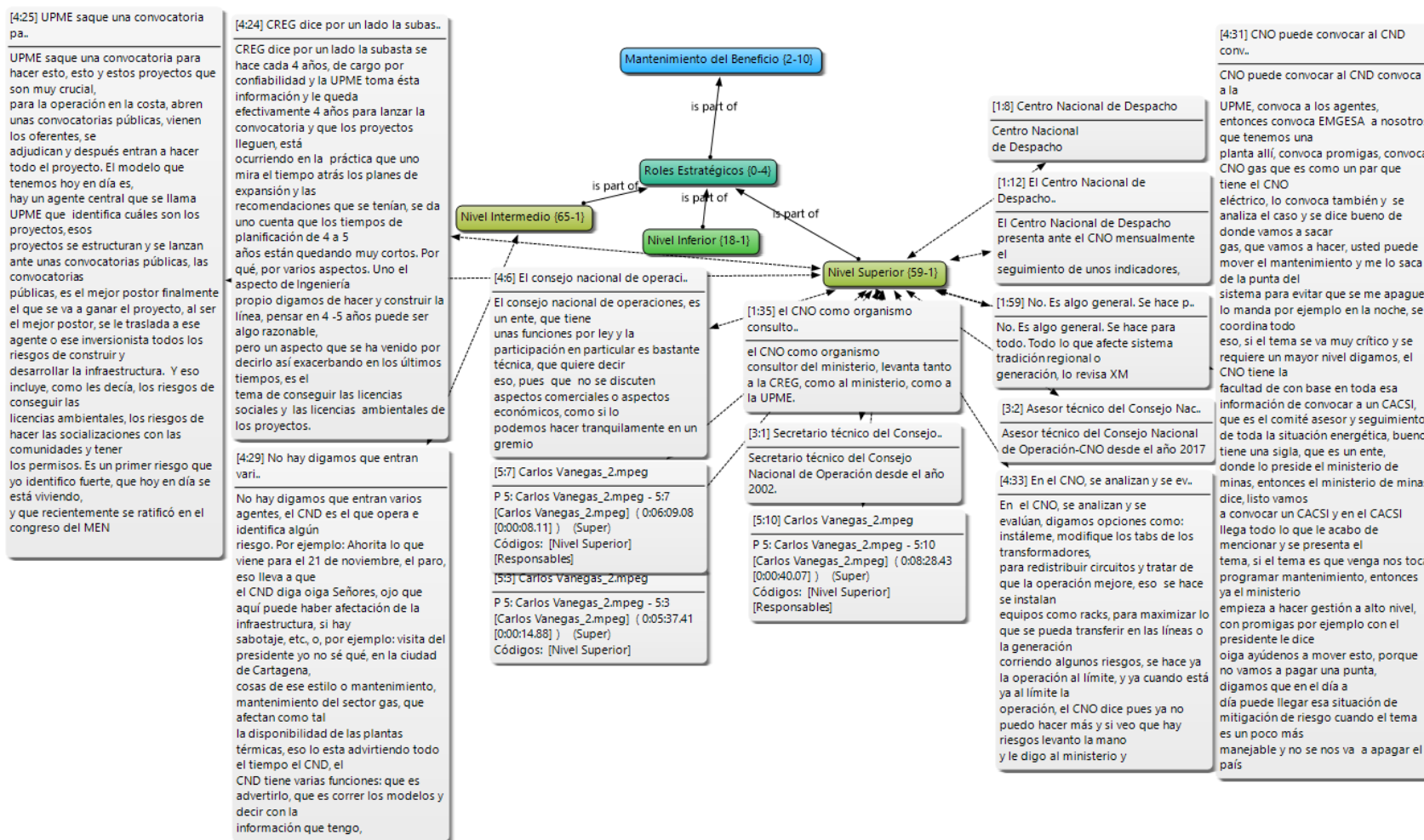


Ilustración 61. Citación Sub red Roles estratégicos Nivel Superior.

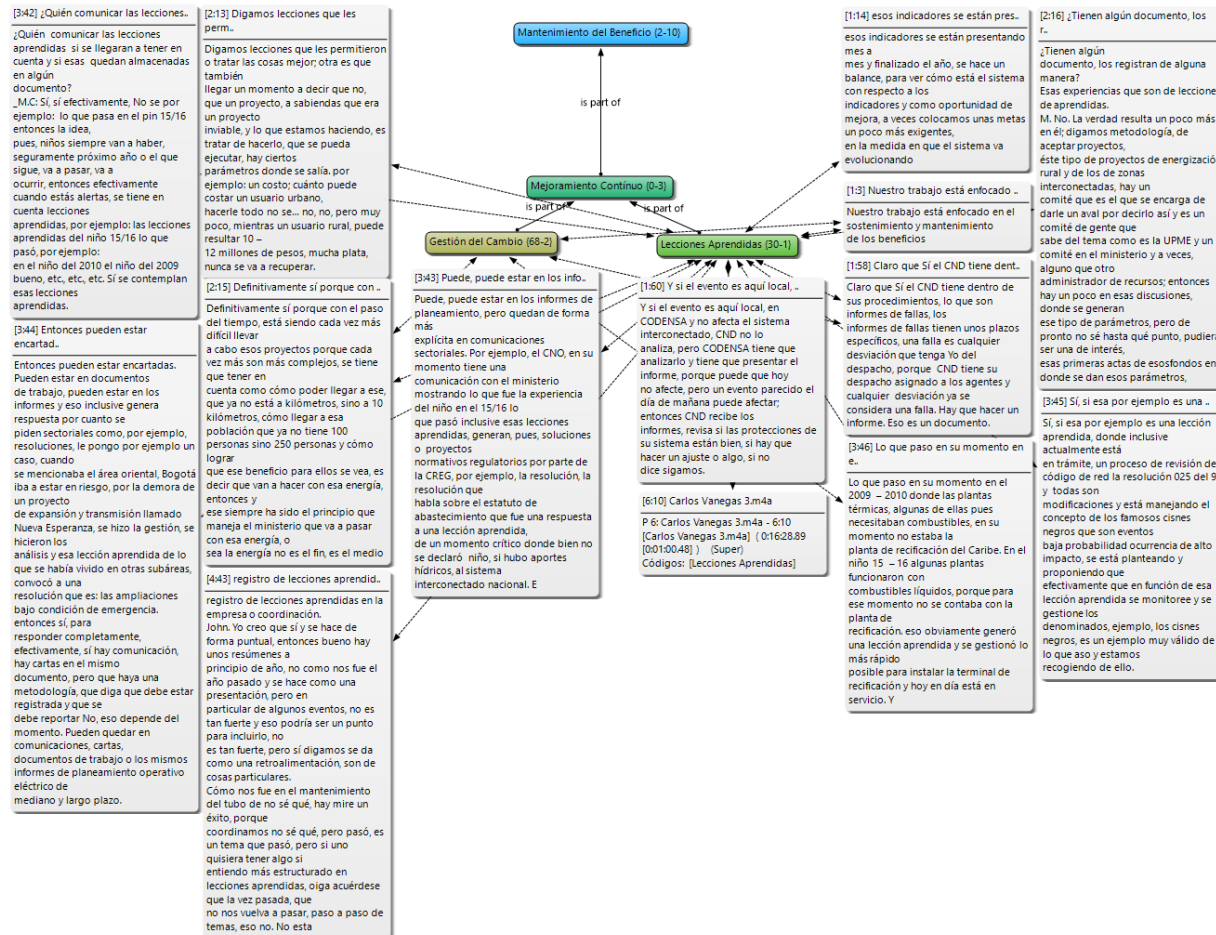


Ilustración 62. Citación Sub Red Mejoramiento continuo Lecciones Aprendidas.

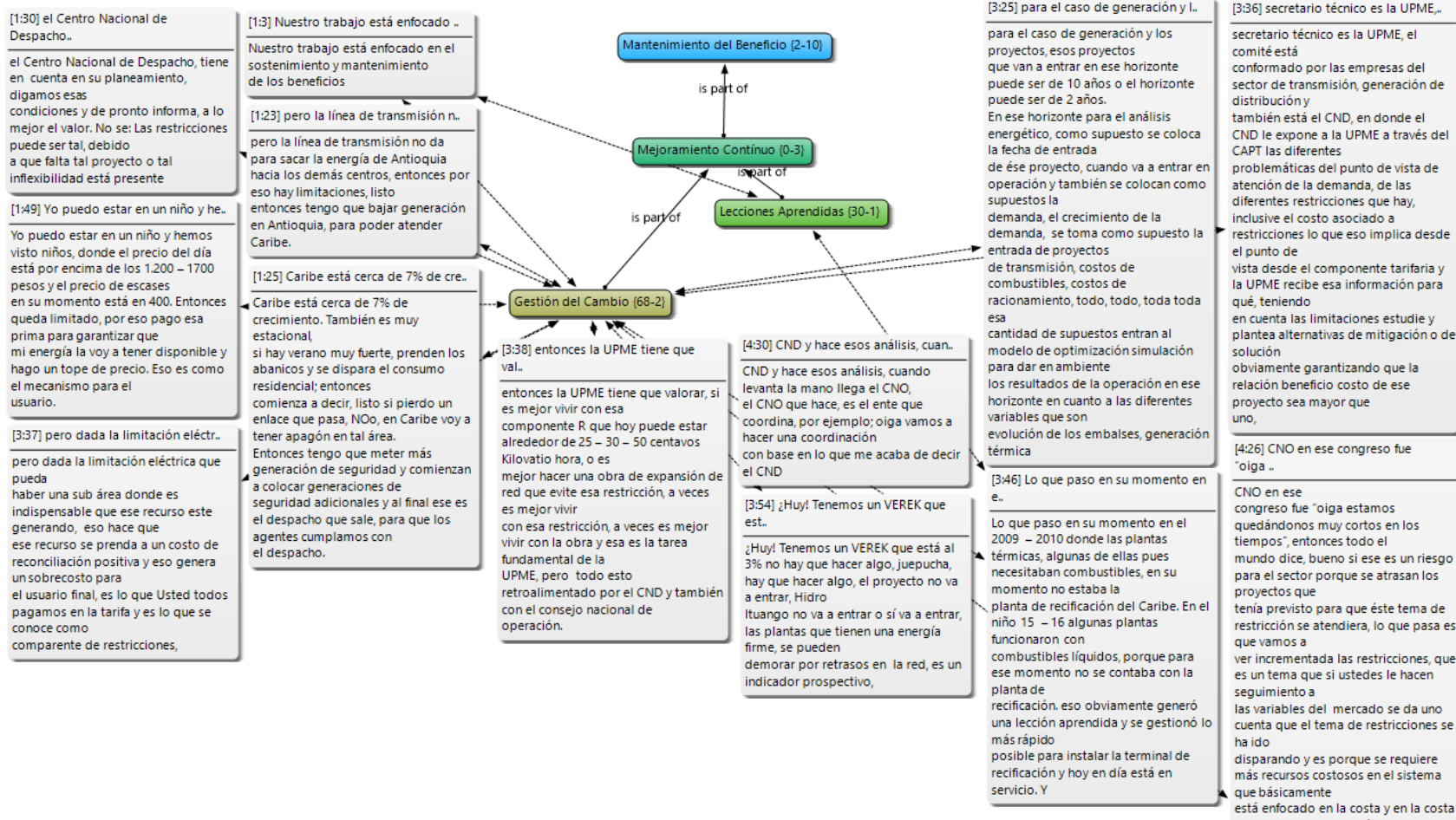


Ilustración 63. Citación Sub Red Mejoramiento Continuo Gestión del Cambio.

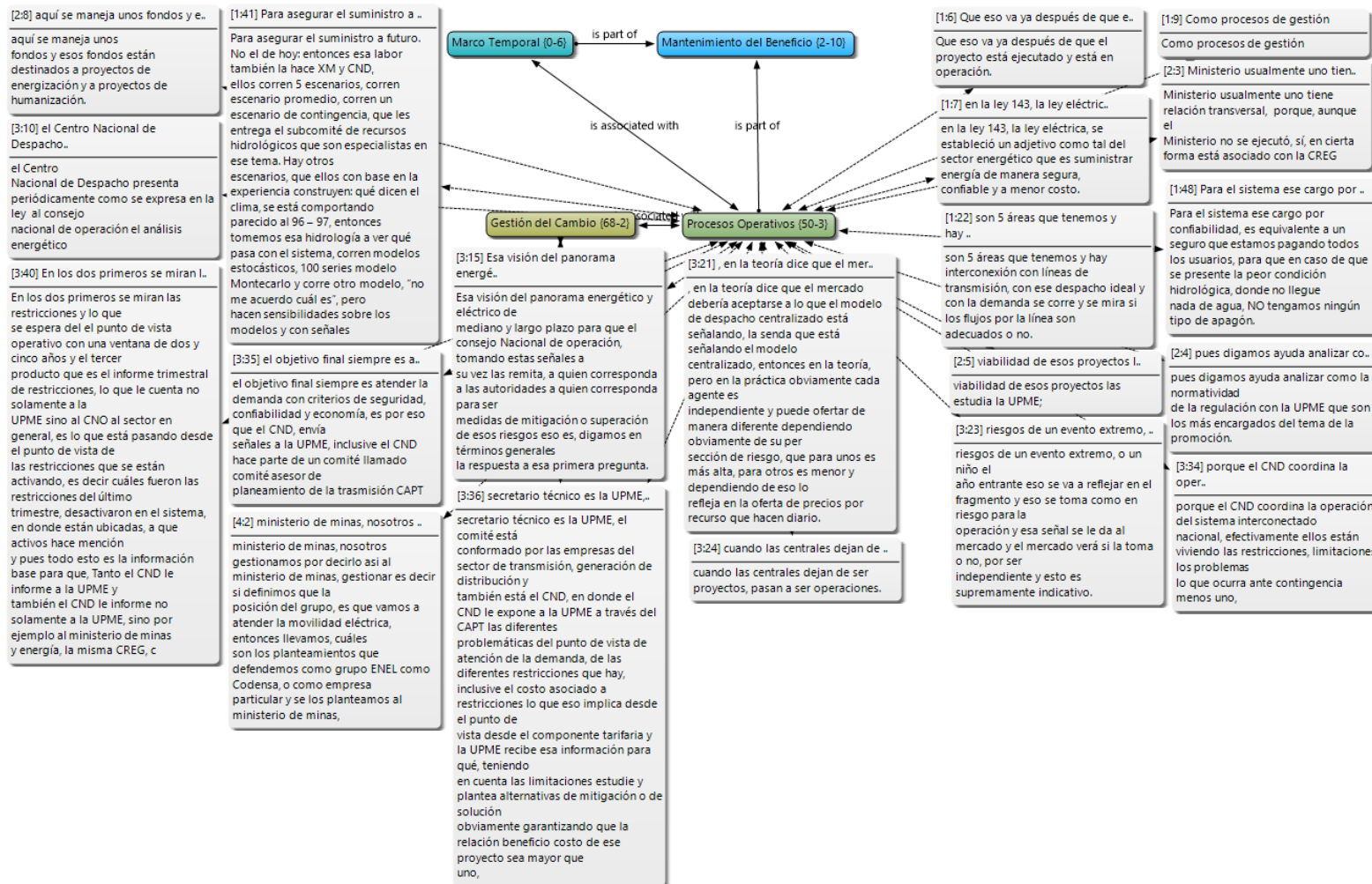


Ilustración 64. Citación Sub red Procesos Operativos.

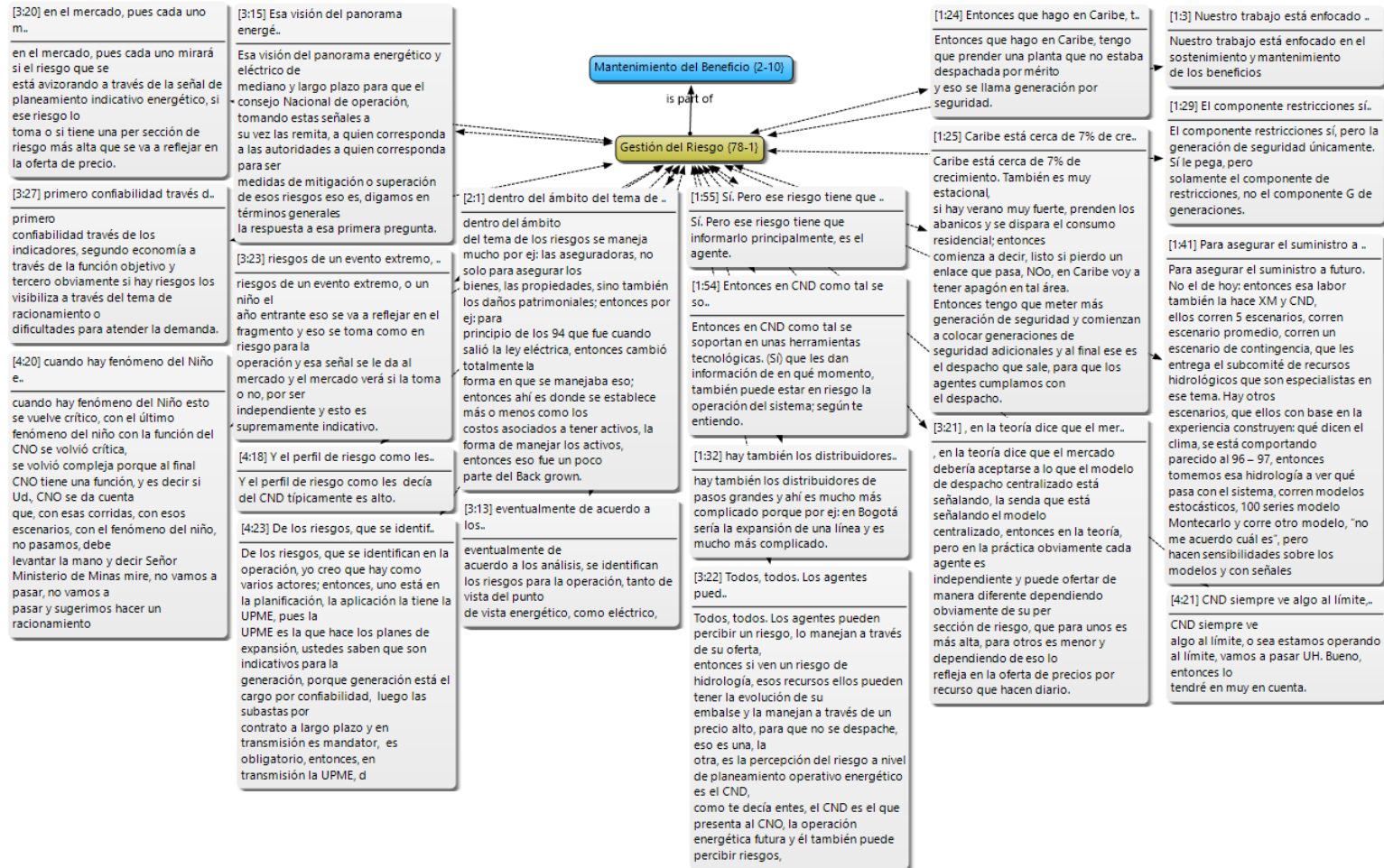


Ilustración 65. Citación Sub red Gestión del Riesgo.

ANEXO D. Análisis Semi cuantitativo del conteo de palabras clave, relacionadas con las familias de la red Hermenéutica.

Tabla 8.

Conteo de palabras clave para el análisis semi cuantitativo.

FAMILIA	PALABRA CLAVE	ENTREV_1	ENTREV_2	ENTREV_3	ENTREV_4	ENTREV_5	TOTALES	AGRUPACIÓN
Beneficios	beneficios	5	41	1		3	50	72
	económico	5			5	2	12	
	planificados	1		5	2	1	9	
	tangible	1					1	
Interesados/Roles Estratégicos	beneficiarios		23				23	492
	actores			1			1	
	agentes	8		3	27	1	39	
	CND	26	2	13	35		76	
	CNO	7		25	80	10	122	
	codensa	2			13		15	
	comité	1	3				4	
	CREG	1	2	4	12	5	24	
	distribuidor		1		1		2	
	EMGESA				13		13	
	ENEL				11		11	
	gobierno				11		11	
	inversionista	1					1	
	invitado	1					1	
	ISAGEN				2		2	
	miembro	1					1	
	ministerio	2	6	3	27	4	42	
	personas				7		7	
	responsable	1					1	
	sistema			15			15	
	UPME	8	3	16	28	6	61	
	usuarios	2		1			3	
XM	7			5	5	17		
Marco Temporal	años			7	25	2	34	104
	corto					3		
	días			1	13		14	
	futuro				4	1		

	modelos	3			12		15	
	producción				3		3	
	recomendaciones				6	1	7	
	simulaciones			2	1		3	
	supuestos			3	2		5	
	trazabilidad				1	1	2	
Procesos Operativos	cambio		1				1	
	gestión	2		3	11	3	19	
	operativo			11	3	4	18	
	optimización			1			1	
	proyectos	11	33	14	44	17	119	158
Lecciones Aprendidas	prepararnos	1					1	
	preparase	1					1	
	lecciones aprendidas		1	18	2	11	32	34
Gestión del Riesgo	contingencia	2					2	
	impacto			1	5		6	
	limitación			11	8		19	
	mantenimiento	6		3	16	2	27	
	mitigación			2	1		3	
	restricciones	3		15	19	5	42	
	riesgo	9	3	14	34	19	79	178
Comunicaciones	actas	1	1		4		6	
	cartas			5			5	
	correo			1			1	
	comunicaciones			7		1	8	
	Documentos	2		3	1	2	8	
	evalúa				2	1	3	
	información	3			15		18	
	informes	7		9		9	25	
	reportes	3					3	
	reunión	1		1	15	1	18	
Seguimiento	3			13	7	23		
Medición	alarmas			4			4	
	déficit				3		3	
	indicadores	7		15	7	9	38	
	mediciones	3					3	
	señales	7	3	10		8	28	
	variables				4	2	6	
	VEREC				1		1	83

Nota: Tabla propia de los autores.

**ANEXO E. Reporte Análisis Comparativo De Las Buenas Prácticas Para El
Mantenimiento Del Beneficio En La Operación Integrada Del Sistema Interconectado
Nacional Colombiano.**

**REPORTE: ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS BUENAS PRÁCTICAS PARA
EL MANTENIMIENTO DEL BENEFICIO EN LA OPERACIÓN INTEGRADA DEL
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL COLOMBIANO.**

Elaborado por: Ing. Juan Pablo Cortés Murcia, Adm. Paula Alejandra Jiménez Pedreros
e Ing. Clara Nensthiel Zorro.

Presentación:

Respetado Señor/a, le compartimos los resultados y recomendaciones del análisis comparativo de las buenas prácticas aplicadas en la operación integrada del SIN con respecto a las sugeridas por la teoría para el mantenimiento del beneficio, según la guía de BRM (Benefits Realization Management) del PMI (Project Management Institute). Con el fin de enriquecer el trabajo, le solicitamos que, a partir de su experiencia y conocimiento del sector, pueda revisar los resultados presentados a continuación y darnos su validación, opinión y aspectos que podamos mejorar.

Este análisis se realizó como parte de nuestro trabajo de grado para la Maestría en Desarrollo y Gerencia Integral de Proyectos de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito. El análisis se hizo a partir de unas entrevistas aplicadas a expertos que trabajan en el sector y sus resultados buscan aportar al suministro confiable, seguro y económico de la energía en el SIN.

Agradecemos mucho su tiempo y disposición. Por favor, no se limite al darnos sus observaciones al respecto.

Análisis comparativo:

Para el análisis de la información y entrevistas hemos utilizado un software llamado Atlas.Ti, el cual está diseñado para hacer análisis cualitativo. Este software nos permite obtener unos coeficientes de co-ocurrencia (CCo), comprendidos entre 0 y 1, los cuales reflejan el grado correlación o influencia que tiene una categoría con respecto a otra, de

Para este estudio se considera un valor alto de CCo a aquel que esté por encima del 95% de la muestra; un valor significativo a los que estén entre el 80% - 95% y un valor bajo a los menores del 80%. Esto nos da como resultado:

- Alto: $CCo > 0,12$
- Significativo: $0,06 < CCo \leq 0,12$

Bajo: $0 < CCo \leq 0,06$ Por consiguiente, los hallazgos encontrados son los siguientes:

1. Medición Vs Beneficio: Se identifican CCo's bajos y significativos entre cada uno de los códigos que componen las familias; esto da indicios de que no existe una práctica formal para medir los diferentes tipos de beneficios. Por otro lado, se evidencia que hacen una medición de rendimientos e indicadores, asociados principalmente, a los beneficios planificados y los beneficios negativos.
2. Medición Vs Interesados: Se evidencia un alto CCo entre indicadores y responsables, valores significativos entre rendimientos y la familia de interesados y, por otro lado, hay CCo's bajos entre los interesados y las métricas de éxito. Esto da indicios de que se conoce quién es el responsable de realizar la medición de indicadores, rendimientos y definición de métricas de éxito.
3. Medición Vs Comunicaciones: A pesar de que se realiza evaluación y seguimiento a los indicadores, rendimientos y métricas de éxito, hay CCo's bajos y significativos para el desarrollo de informes, principalmente en la medición de métricas de éxito e indicadores.
4. Plan de Gestión de Beneficios: En general esta familia muestra unos CCo's bajos y significativos con las demás familias, lo que da a entender que no se tiene un Plan formal de Gestión de Beneficios, para la etapa de mantenimiento de beneficios. Sin embargo, existe un CCo alto con los códigos "responsables" y "nivel superior".
5. Medición Vs Roles Estratégicos: La medición se da generalmente en Roles Estratégicos de nivel intermedio e inferior, porque en estos códigos se encuentran unos CCo's significativos.
6. Medición Vs Mejoramiento Continuo: Los rendimientos y métricas de éxito están asociados, en mayor parte, con lecciones aprendidas, mientras que, la gestión de cambio tiene un mayor CCo con indicadores.
7. Medición Vs Procesos Operativos: Se evidencia un CCo significativo entre ambas familias, destacándose la medición de indicadores en los procesos operativos por su alto CCo.
8. Medición Vs Gestión del Riesgo: Hay una CCo significativa entre las dos familias, destacándose el uso de indicadores para la gestión del riesgo por su alto CCo.

9. Medición Vs Marco Temporal: No se evidencia una temporalidad claramente definida para la medición de Rendimientos y el establecimiento de Métricas de Éxito. Sin embargo, hay un alto CCo en la temporalidad de los indicadores, donde se resaltan los asociados a mediano y corto plazo.
10. Beneficios Vs Interesados: En general se evidencia un CCo significativo entre ambas familias; sin embargo, es baja la frecuencia en la que se da en la relación entre los responsables con cada uno de los beneficios. Por otro lado, se destaca la alta CCo entre los beneficiarios con los beneficios directos e indirectos, y entre los responsables con los beneficios planificados.
11. Beneficios Vs Comunicaciones: En general se presenta un bajo CCo entre las dos familias. Sin embargo, se destaca una alta CCo entre los procesos de evaluación con los beneficios planificados. En general, los beneficios planificados son los de mayor CCo en relación con la familia de comunicaciones. Esto evidencia que hay una falencia en la comunicación de los demás beneficios.
12. Beneficios Vs Roles Estratégicos: En general hay un bajo CCo entre las dos familias; sin embargo, se evidencia que los roles estratégicos de nivel intermedio son los que se encargan de los beneficios planificados por su alto CCo.
13. Beneficios Vs Mejoramiento Continuo: Se evidencia que hay un mayor CCo de los beneficios con la gestión del cambio, que con las lecciones aprendidas. Vale mencionar que, todos los CCo's entre lecciones aprendidas y la familia de beneficios son bajos.
14. Beneficios Vs Procesos Operativos: Hay un significativo CCo entre los beneficios planificados e indirectos, con los procesos operativos. No obstante, en general, hay un bajo CCo entre ambas familias, por lo que da un indicio de que en los procesos operativos no se tienen presentes los beneficios.
15. Beneficios Vs Gestión del Riesgo: En la gestión del riesgo se tienen más presentes los beneficios planificados y negativos. Los demás beneficios presentan un CCo bajo en la gestión del riesgo.
16. Beneficios Vs Marco Temporal: A pesar de que, en general, hay un bajo CCo entre ambas familias, se evidencia que los beneficios que tienen asociado un marco temporal son aquellos que fueron planificados, especialmente a largo plazo.
17. Interesados Vs Comunicaciones: Se identifica que la realización de la evaluación, seguimiento e informes del beneficio está a cargo de los responsables, destacando que sus CCo's en los tres códigos son altos. Por otro lado, estas actividades de comunicación no tienen alto CCo con los beneficiarios.
18. Interesados Vs Roles Estratégicos: Los responsables con mayor CCo son los de rol estratégico de nivel intermedio, seguidos por los de nivel superior. Además, se destaca que los códigos "responsables" con "nivel inferior", poseen un CCo significativo que tiene potencial de ser alto. Por otro lado, los CCo's asociados a beneficiarios son bajos.

19. Interesados Vs Mejoramiento Continuo: Aunque en general los CCo son significativos, se destaca la participación de los responsables en la gestión del cambio. Por otro lado, se evidencia una menor participación, tanto de beneficiarios como de responsables, en el desarrollo de lecciones aprendidas.
20. Interesados Vs Procesos Operativos: Se muestra un alto CCo entre responsables y procesos operativos. Lo que muestra que los beneficiarios no se involucran en los procesos operativos de la operación.
21. Interesados Vs Gestión del Riesgo: Se muestra un alto CCo entre la gestión del riesgo y los responsables. Esto determina que todos los interesados se ven involucrados con los riesgos de la operación.
22. Interesados Vs Marco Temporal: En general se evidencian bajos CCo's entre ambas familias. No obstante, hay CCo's significativos entre los responsables y la temporalidad a corto y largo plazo. Esto muestra que la asociación a un marco temporal es tenida en cuenta por los responsables y no por los beneficiarios.
23. Comunicaciones Vs Roles Estratégicos: Hay un alto CCo entre la familia de comunicaciones y el rol estratégico de nivel intermedio. Sin embargo, el rol de nivel superior evidencia una fuerte relación con el código "evaluación" y unos CCo's significativos con los códigos "seguimiento" e "informes". Por otro lado, el rol de nivel inferior tiene bajos CCo's con toda la familia de comunicaciones.
24. Comunicaciones Vs Mejoramiento Continuo: Se identifica unos altos CCo's entre la gestión del cambio y la familia de comunicaciones, a diferencia con las lecciones aprendidas, donde su CCo's son significativos. Lo que da a entender que las comunicaciones se relacionan más con la gestión del cambio que con las lecciones aprendidas.
25. Comunicaciones Vs Procesos Operativos: La evaluación, el seguimiento y los informes están estrechamente relacionados con los procesos operativos.
26. Comunicaciones Vs Gestión del Riesgo: La evaluación, el seguimiento y los informes están estrechamente relacionados con la gestión del riesgo.
27. Comunicaciones Vs Marco Temporal: En general, los CCo's de ambas familias son significativos. Se destacan los informes en el largo, mediano y corto plazo; el seguimiento en el mediano y corto plazo y la evaluación en el corto plazo.
28. Roles Estratégicos Vs Mejoramiento Continuo: En su mayoría los CCo's entre ambas familias son bajos; sin embargo, el rol estratégico de nivel superior está altamente relacionado con la gestión del cambio. Se evidencia unos CCo's bajos entre los roles estratégicos y las lecciones aprendidas, lo que da a entender que no es claro cuales roles son responsables de las lecciones aprendidas.
29. Roles Estratégicos Vs Procesos Operativos: Los procesos operativos se concentran principalmente en roles de nivel intermedio.

30. Roles Estratégicos Vs Gestión del Riesgo: Hay unos altos CCo's entre los roles estratégicos de nivel superior e intermedio, con la gestión del riesgo. Por el contrario, el nivel inferior muestra una baja relación.
31. Roles Estratégicos Vs Marco Temporal: En su mayoría los CCo's de ambas familias son bajos. Se destaca la relación de los roles de nivel superior con la temporalidad a largo y mediano plazo y, la relación de roles de nivel intermedio con el corto plazo.
32. Mejoramiento Continuo Vs Procesos Operativos: El CCo entre ambas familias es significativo. Además, las lecciones aprendidas y la gestión del cambio se relacionan de igual manera con los procesos operativos.
33. Mejoramiento Continuo Vs Gestión del Riesgo: Hay un alto CCo entre ambas familias, en donde se resalta una mayor relación entre la gestión del cambio con la gestión de riesgos.
34. Mejoramiento Continuo Vs Marco Temporal: En general hay bajos CCo's entre ambas familias, pero las lecciones aprendidas y la gestión del cambio se presentan en su mayoría en el mediano plazo. La menor relación se da en el corto plazo.
35. Procesos Operativos Vs Gestión del Riesgo: Hay un alto CCo entre los procesos operativos y la gestión del riesgo, lo que indica que la gestión del riesgo contiene altos procesos operativos dada su importancia.
36. Procesos Operativos Vs Marco Temporal: Los procesos operativos se relacionan en una mayor proporción con el corto plazo y en una menor proporción con el largo plazo.
37. Gestión del Riesgo Vs Marco Temporal: En general hay un bajo CCo entre ambas familias. Sin embargo, la relación más significativa se da en el mediano plazo.

Con base en los hallazgos y tomando como referencia el listado de prácticas sugeridos en la literatura, se realizó el análisis comparativo, en donde se da una valoración de si la buena práctica es implementada, tiene oportunidades de mejora o no es implementada. Este análisis se muestra a continuación

Buena Práctica	Hallazgos de Soporte	Análisis Comparativo	Estado
<p>Comunicación entre equipos: La frecuencia del diálogo es más que el volumen de documentación</p>	<p>17, 23, 25, 26.</p>	<p>Es evidente que existe una adecuada comunicación entre equipos (CND, CNO, CREG, UPME y MME), en donde se realizan evaluaciones, seguimientos y se presentan informes, relacionado con el impacto de los proyectos que finalmente lleva a una toma de decisiones. Estas comunicaciones se dan principalmente en las reuniones del CNO, a través de cartas como las que se envían al Ministerio de Minas y Energías (MME) y la Comisión de regulación de energía y Gas (CREG), comités de trabajo como el Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión (CAPT) y Comité Asesor de Comercialización (CAC), entre otros. Además, en las entrevistas se menciona que han mejorado los canales de comunicación mediante la utilización de aplicativos para video llamadas, <i>streaming</i>, <i>webinars</i>, etc.</p>	<p>Ok. Buena práctica implementada en el sector.</p>
<p>Realizar seguimiento a un programa de entrega de beneficios de los proyectos, para lo cual es importante definir una temporalidad de encuentros con las partes interesadas que permita planificar y ajustar el plan continuamente con el tiempo.</p>	<p>3, 9, 16, 27, 31, 34, 36, 37.</p>	<p>Existen los informes de mediano y largo plazo, Informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo (IPOEMP) e Informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo (IPOELP), en donde se presenta el impacto que tienen los nuevos proyectos en el SIN. Sin embargo, cuando se realiza la evaluación y seguimiento, en el corto plazo, del impacto de los proyectos, no se realiza una comparación con respecto a lo esperado en los informes. Por otro lado, se cuenta con un radar proyectos en donde se lleva el seguimiento de la Fecha de puesta en operación (FPO) esperada de los proyectos que se conectan al SIN. Sin embargo, no se presenta con una frecuencia claramente definida una actualización de los cambios ocurridos con respecto a la condición anterior.</p>	<p>Mejora. Oportunidad de mejora en la implementación de la buena práctica en el sector.</p>

		Al tener una periodicidad trimestral y semestral para el seguimiento del impacto de los proyectos en el SIN, se puede retrasar la toma de decisiones que permitan realizar ajustes la operación a corto plazo.	
Equipos interdisciplinarios: Poner a alguien del equipo de desarrollo de estrategias en el equipo del proyecto para asegurar la transferencia de conocimiento; asignar operaciones a las personas con roles clave en el equipo del proyecto para que la “realidad operativa” sea considerada	12, 18, 23, 28, 29, 30, 31.	En el sector existe una amplia participación de diferentes actores que intervienen con el propósito de suministrar la energía de forma segura, confiable y económica. Sin embargo, en algunos espacios como en el CNO, debido a lo que estipula la misma regulación, es evidente la ausencia de agentes con pequeña participación en el mercado, transportadores y distribuidores, que pueden dar aportes significativos que garanticen el cumplimiento del objetivo del sector ante cambios tecnológicos, como lo son las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), sistemas de almacenamiento de energía en baterías (SAEB), demanda desconectable voluntaria (DDV), micro redes, entre otros.	Mejora. Oportunidad de mejora en la implementación de la buena práctica en el sector.
Realizar evaluaciones posteriores al cierre de los proyectos	1, 3, 11.	No se evidencia una práctica formal para medir los diferentes tipos de beneficio que entrega el proyecto luego de su FPO. Se identifica la ausencia de informes que relacionen el impacto real del proyecto con respecto a las métricas de éxito pre-establecidas y a lo mencionado en el IPOEMP e IPOELP. A pesar de que se realiza evaluación y seguimiento de la confiabilidad y seguridad del suministro de energía en el SIN, se evidencia una falencia en la comunicación de los aportes indirectos, emergentes, tangibles e intangibles, que los proyectos le puedan dar al suministro confiable, seguro y económico de la energía.	No. No se evidencia implementación de la buena práctica.

<p>Desarrollar casos de negocio para futuros proyectos que tengan en cuenta las necesidades operativas.</p>	<p>6, 13, 19, 24, 28, 32, 33.</p>	<p>En el sector eléctrico, la UPME elabora un plan de expansión indicativo basado en pronósticos de crecimiento de la demanda y señales de la condición operativa actual del SIN, con el apoyo del CAPT. Este plan de expansión es la base para la formulación de los proyectos que se van a conectar al sistema y contempla las necesidades operativas futuras para el momento en que se espera que ingresen.</p> <p>Sin embargo, no se pudo evidenciar que los agentes promotores de los proyectos elaboran un caso de negocio alineado con este plan de expansión y con el cual puedan comprobar su aporte a la consecución de los objetivos del plan, tanto en su formulación como en la FPO real.</p> <p>Un buen caso de negocio puede ser muy útil para evaluar el impacto que tiene el retraso de la entrada en operación de los proyectos, y la pérdida de valor agregado atribuible de ello, lo cual podría traducirse en adecuadas penalizaciones (justas en magnitud) a los agentes promotores de los proyectos que presenten incumplimiento.</p>	<p>Mejora. Oportunidad de mejora en la implementación de la buena práctica en el sector.</p>
<p>Realizar plan de mantenimiento de beneficios</p>	<p>4.</p>	<p>Se identifica que no existe un plan formal de Gestión de Beneficios, para la fase del mantenimiento del beneficio. Sin embargo, también es claro que el sector está ampliamente regulado, y sus procesos son definidos por la misma regulación. Por lo anterior, existe una inflexibilidad para poder planear actividades o procesos adicionales que aporten al sostenimiento del suministro confiable, seguro y económico de la energía, ya que se hace a través de cambios regulatorios.</p>	<p>No. No se evidencia implementación de la buena práctica.</p>
<p>Identificar y actuar de acuerdo con las</p>	<p>1, 6, 7, 13, 24, 25, 32, 33, 34.</p>	<p>Actualmente existe una condición crítica en el área Caribe relacionada con el incremento de restricciones eléctricas y operativas, que se traducen en aumento de la tarifa de la energía y</p>	<p>Ok. Buena práctica implementada en el sector.</p>

necesidades actuales para mejoras futuras.		de Demanda no atendida (DNA). Ante escenarios como los anteriores, se identifican soluciones y se toman decisiones desde el CND, CNO y la UPME, que finalmente pueden repercutir en cambios regulatorios por parte de la CREG. Por lo tanto, se están teniendo en cuenta las condiciones actuales del SIN para mejoras futuras, tanto en mediano, como en largo plazo.	
Realizar gestión del riesgo	3, 15, 21, 26, 30, 33, 35, 37.	<p>En el CND y CNO se comunican frecuentemente indicadores, señales o situaciones de riesgo, que pueden afectar el suministro confiable, seguro y económico de la energía. Como, por ejemplo: las informaciones asociadas a condiciones anormales de orden público, condiciones climáticas (fenómeno del Niño), mantenimientos de gran magnitud, posibles retrasos en la FPO de nuevos proyectos, condiciones operativas inflexibles, etc. Estas señales se comunican mediante diferentes mecanismos.</p> <p>Por un lado, en el corto plazo, los agentes transmiten su condición energética y percepción del riesgo mediante la oferta diaria de energía.</p> <p>Por otro lado, en las reuniones del CNO, el CND presenta los análisis energéticos de mediano plazo y la situación operativa actual del SIN ante diferentes escenarios hidrológicos. En caso de identificarse condiciones críticas, se toman decisiones para mitigar, evitar o eliminar el riesgo asociado.</p> <p>Finalmente, cada uno de los actores, realiza una gestión de riesgo interno que busca evitar penalizaciones por incumplimientos de OEF, cumplimiento de contratos, o riesgos financieros, etc. Que se ven reflejados en un menor riesgo sistémico, de mercado, operativo, etc.</p>	Ok. Buena práctica implementada en el sector.

<p>Medir y monitorear el progreso de los beneficios, realizando informes de rendimiento y resultado para compartir con los interesados.</p>	<p>1, 3, 12, 17, 23, 27.</p>	<p>Actualmente el CND realiza seguimiento a la operación real del sistema, en donde utilizan indicadores y métricas de éxito para medir la confiabilidad y seguridad del SIN; a corto, mediano y largo plazo; que luego son comunicados en el CNO.</p> <p>Por otro lado, la CREG realiza estudios sectoriales, que buscan garantizar que el suministro de la energía sea confiable, seguro y económico ante cambios tecnológicos, crecimiento de la demanda, y necesidades ambientales.</p> <p>Se identificó una oportunidad de mejora en la medición y monitoreo de beneficios diferentes a los planificados durante la operación.</p>	<p>Mejora. Oportunidad de mejora en la implementación de la buena práctica en el sector.</p>
<p>Capturar y tener en cuenta las lecciones aprendidas para minimizar las ocurrencias de problemas graves en el futuro.</p>	<p>6, 13, 19, 24, 28, 33, 34.</p>	<p>En algunos casos se tienen en cuenta las lecciones aprendidas para tomar decisiones que mitiguen riesgos y mantener la operación confiable, segura y económica.</p> <p>Por otro lado, también pueden conducir a cambios regulatorios, como, por ejemplo, los que se dieron luego del fenómeno del Niño 2015-2016, relacionados con las nuevas definiciones del precio de escasez y actualmente con lo que se propone de los llamados “cisnes negros” (eventos de baja probabilidad, pero de alto impacto). Sin embargo, las lecciones aprendidas no están quedando registradas en un repositorio único.</p> <p>No es claro quién debería informar y registrar las lecciones aprendidas, ni cada cuanto se socializan con las partes interesadas.</p>	<p>Mejora. Oportunidad de mejora en la implementación de la buena práctica en el sector.</p>
<p>Redefinir y reordenar las funciones y responsables del</p>	<p>5, 10, 12, 18, 22, 23,</p>	<p>El suministro de la energía de forma segura, confiable y económica se reconoce como el fundamento bajo el cual se realiza la coordinación, supervisión, planeación, definición de aspectos</p>	<p>Ok. Buena práctica implementada en el sector.</p>

<p>beneficio, aun cuando se sabe, que el mantenimiento de beneficios es en gran parte responsabilidad de operaciones.</p>	<p>28, 29, 30, 31.</p>	<p>técnicos y cambios regulatorios de la operación integrada del sistema. Esto permite tener varios actores con unos roles definidos que apuntan al mismo objetivo.</p> <p>Por ejemplo, el CNO, que es considerado uno de los principales responsables del mantenimiento del beneficio, está conformado por diferentes agentes del sector y dividido en subcomités que le apuntan a un objetivo específico.</p> <p>Además, cada año se definen los participantes e invitados de cada subcomité y comité. Todos con el propósito de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del SIN sea confiable, segura y económica, y ejecutar del reglamento de operación.</p>	
<p>Comparar la estimación original de tiempo de entrega con el tiempo de entrega real del beneficio, para tener unas estimaciones más cercanas a la realidad.</p>	<p>1, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 11, 14, 16, 17, 23, 24, 25, 26, 27.</p>	<p>El CND realiza una planificación de la operación, en diferentes ventanas de tiempo, en donde se tienen en cuenta aspectos eléctricos y energéticos, con los que se definen recomendaciones para el despacho de las centrales de generación y la programación de mantenimientos. Estas recomendaciones buscan la seguridad y confiabilidad del sistema, pero en algunos casos conducen a un mayor costo de la energía. Esta planificación es la estimación base para la consecución del beneficio, sin embargo, no está siendo comparada con la realidad luego de la operación. Esta comparación podría ayudar a identificar márgenes de seguridad más precisos y evitar sobrecostos.</p> <p>Por otro lado, otra fuente de impacto directo en la operación es la entrada tardía de los proyectos de generación y transmisión. El CND tiene un radar de proyectos, que presenta al CNO, para hacer seguimiento a la FPO de estos proyectos y el posible impacto que puede tener la entrada o no entrada en operación de estos. Sin embargo, esta herramienta no se utiliza para comparar el cambio</p>	<p>Mejora. Oportunidad de mejora en la implementación de la buena práctica en el sector.</p>

		que ha tenido el radar de proyectos con respecto a su último escenario.	
Continuidad de los recursos: Transición de algunos miembros clave del equipo del proyecto a funciones operativas al finalizar el proyecto.	4, 12, 18, 19, 20, 21, 29.	Se destaca que, el CNO está conformado por agentes propietarios, representantes y ejecutores de proyectos de generación y transmisión, lo cual brinda un punto de vista transversal en la operación de los proyectos. Sin embargo, según la ley 143 de 1994, sólo algunos agentes, que cumplan ciertas condiciones, tienen participación en el CNO. Esto excluye a algunos agentes que pueden dar aportes significativos por su conocimiento en el manejo de nuevas tecnologías, como FERNC, entendiéndose que la ley permite que ingresen como invitados, pero sin poder de decisión.	Mejora. Oportunidad de mejora en la implementación de la buena práctica en el sector.
Diversidad de la experiencia en individuos: En algunas grandes organizaciones con un fuerte enfoque de desarrollo profesional, las personas más experimentadas han “probado” las tres fases: identificación, ejecución y mantenimiento del beneficio.	4, 18.	Se evidencia la experiencia de los miembros que hacen parte del CNO y CND. La gran mayoría han tenido la oportunidad de trabajar en la formulación, ejecución y operación de los proyectos, que hacen parte del SIN. Por otro lado, tienen la posibilidad de recibir capacitación profesional, a través de plataformas, webinars, congresos, eventos, entre otros.	Ok. Buena práctica implementada en el sector.
Planificar los cambios operacionales, financieros y de comportamiento necesarios, para que los	6, 11, 13, 19, 24, 28, 32, 33, 34.	Los cambios regulatorios en el sector son muy frecuentes, dado el desarrollo de nuevas tecnologías y formas de consumo de la energía. Estos cambios pueden ser de carácter técnico, operativo o de mercado, y se evalúan antes de entrar oficialmente, buscando	Ok. Buena práctica implementada en el sector.

responsables del beneficio de los proyectos y programas continúen monitoreando el desempeño de los beneficios.		entender su impacto en el suministro de la energía confiable, segura y económica.	
Implementar el control de cambios requerido, con base en el nivel de tolerancia definido y tomar medidas correctivas.	1, 4, 6, 8, 13, 15, 24, 28, 32, 33, 34.	Actualmente, en el seguimiento de la entrada en operación de los proyectos, se evalúa el posible impacto que los mismos pueden generar al ser ejecutados o no. Sin embargo, no se evidencia un plan de acción formal, en un tiempo definido, que dé respuesta a cualquier posible retraso en la entrada de los proyectos. Tampoco se identifica un nivel de tolerancia permisible, con respecto al retraso en la entrada de los proyectos, en el que se deban tomar decisiones preventivas.	No. No se evidencia implementación de la buena práctica.
Compartir información crucial sobre la forma como los resultados contribuyen al éxito del negocio.	3, 11, 17, 23, 24, 25, 26.	Se evidencia que existen informes, comunicados, investigaciones, estudios y demás, que son compartidos por los diferentes actores del sector, a través de sus páginas web, redes sociales, noticias y demás medios de divulgación. Vale destacar que, en ellos, no solo se comparte la información positiva, sino también aquella que afecta la coordinación de la operación integrada del SIN.	Ok. Buena práctica implementada en el sector.
Facilitar la mejora continua mediante el intercambio y la transferencia de conocimientos,	13, 19, 24, 28, 32, 34.	Como se puede evidenciar en los últimos estudios de la Misión de Transformación Energética, promovidos por el MME, con los que se espera facilitar la incorporación de nuevos agentes, tecnologías y esquemas transaccionales en el mercado, aportando experiencia y conocimiento de un grupo de expertos nacionales e internacionales.	Ok. Buena práctica implementada en el sector.

incluidas las lecciones aprendidas.		Lo cual confirma que se tienen en cuenta lecciones aprendidas de otros países para la mejora continua del sector eléctrico.	
Realizar seguimiento continuo a la conveniencia del nuevo proyecto u otros factores de cambio.	1, 2, 4, 6, 7, 8, 9, 11, 24, 25, 27, 33.	<p>A pesar de que los proyectos se formulan con base en las indicaciones de los planes de expansión, y se evalúa cual va a ser su contribución a la confiabilidad y seguridad del sistema, previo a su entrada en operación. Se identifica, que no hay una evaluación continua de su aporte a la confiabilidad, seguridad y economía del suministro de la energía.</p> <p>También se identificó, que la conveniencia de los proyectos se ve afectada por factores externos como retraso de otros proyectos, aspectos sociales y ambientales, cambios regulatorios, etc. Lo que refuerza la necesidad de un seguimiento continuo.</p>	Mejora. Oportunidad de mejora en la implementación de la buena práctica en el sector.

Nota: Tabla propia de los autores del trabajo de investigación, basada en el análisis y hallazgos encontrados a partir de un proceso metodológico soportado bajo el software de Atlas.Ti y la bibliografía referenciada en este documento.

A partir del análisis, surgen las siguientes recomendaciones que ponemos a su disposición con el fin de poder generar un aporte significativo a la gestión realizada con la coordinación de la operación integrada del SIN y que, a futuro, dentro de lo que se permita por la regulación que los rige, puedan aplicar y tomar en cuenta las recomendaciones que se entregan a continuación:

Recomendaciones:

- Como oportunidad de mejora se recomienda definir una temporalidad específica idealmente mensual o incluso quincenal, para realizar seguimiento al radar de proyectos actualizado y con base a este, realizar la evaluación del impacto respecto al plan establecido en el IPOELP, esto hará más oportuna la toma de decisiones que permitan ajustar en el corto plazo para no impactar la planeación futura.
- Se recomienda considerar fundamental la participación permanente de los pequeños agentes dentro del CNO, en especial de los que se encuentran desarrollando proyectos relacionados con FERNC. Teniendo en cuenta que, si el equipo del proyecto tiene presente el impacto y los resultados esperados con la entrada del proyecto que están ejecutando, pueden oportunamente ajustar su ejecución y contribuir a garantizar que la operación integrada del SIN no sufra variaciones significativas.
- Se recomienda establecer un plan de mantenimiento de beneficios en donde se formalicen con temporalidad y responsable las actividades de seguimiento, evaluación y toma de decisiones dentro de la operación integrada del SIN, teniendo presente lo establecido por la LEY 143 de 1994, donde este plan podría contener formatos establecidos para el registro de lecciones aprendidas, gestión del riesgo, comunicaciones, entre otros. Todo esto en pro de garantizar que la operación integrada suministre energía confiable, segura y económica.
- Se podría tener formalizada una herramienta de registro, medición y monitoreo de aquellos beneficios tangibles, intangibles, directos e indirectos, negativos, entre otros, que se entregaron después del cierre de cada proyecto y que aparecen durante la operación integrada dentro del SIN.
- Se recomienda establecer un documento de registro de lecciones aprendidas; así mismo una temporalidad para su revisión y el responsable de llevar a cabo el seguimiento y registro de estas.
- Aunque el perfil de los miembros del CNO ya están establecidos en la Ley, es recomendable garantizar la transferencia de conocimiento de todos los agentes

ejecutores de proyectos, dado que el conocimiento adquirido durante la ejecución de cada proyecto es importante para garantizar que la realidad operativa del proyecto contribuya y se aproveche de la mejor manera para la toma de decisiones oportunas y eficientes relacionadas con la operación integrada del SIN.

- Se recomienda implementar un control de seguimiento de la realidad de los tiempos del proyecto vs los tiempos esperados de ejecución y cierre de los mismos. Por otro lado, se recomienda establecer un indicador de criticidad que permita la toma de decisiones oportuna dentro de un tiempo de respuesta establecido, que permita ajustar el plan de acuerdo con la nueva realidad del escenario de proyectos.
- Se recomienda establecer un documento o herramienta que permita realizar el seguimiento del desempeño del suministro de la energía confiable, segura y económica, como resultado de la operación integrada del SIN, este documento podría evidenciar el progreso o no, del avance del cumplimiento de este objetivo y, podría impulsar a la toma de decisiones oportunas para conseguir el mejoramiento continuo del mismo.
- Se recomienda elaborar un informe con una evaluación ex post de Las señales y recomendaciones dadas por el CND, en donde se refleje que tan acertadas estuvieron con respecto a la operación real y las acciones de mejora que se van a tomar para tener mejores recomendaciones operativas. Esto puede conducir a reducciones en el costo de las restricciones, al tener márgenes de seguridad cada vez más adecuados: Ni muy pequeños que pongan en riesgo la seguridad y confiabilidad del sistema, ni muy grandes que generen sobrecostos innecesarios.
- Recomendamos que se construya un plan desde la parte regulatoria, que contemple las buenas prácticas mencionadas en este estudio y que asocie actividades que actualmente se hacen pero que no están directamente relacionados con un plan a seguir.

Trabajos Futuros:

- Cabe destacar que, como se mencionó en apartes de este documento la disciplina de BRM contribuye significativamente al éxito de las organizaciones, por tal motivo se puede tener valor adicional al realizar como trabajo futuro el análisis de las buenas prácticas de las otras dos fases de BRM: “Identificación de Beneficios” y “Ejecución de Beneficios”.
- El presente trabajo se encuentra enfocado en la tercera fase de la “Gestión de Realización de beneficios”, por tal motivo, se puede tenerse en cuenta para trabajos futuros como la realización de un diagnóstico de la Gestión de Realización de Beneficios en el sector eléctrico colombiano.
- Posteriormente, se puede trabajar en la realización de una Guía de BRM para el sector eléctrico colombiano.

- Entre otros trabajos futuros, se puede partir de esta investigación para establecer y formalizar procesos dentro del sector orientados hacia las buenas prácticas establecidas en la literatura, que posteriormente puedan ser validados por el grupo de apoyo a procesos (GAP) del sector o la empresa responsable de cada fase.

ANEXO F. Validación y comentarios de los expertos, al análisis comparativo.

1. Ing. Gustavo Adolfo Gómez Cerón.

Respuesta recibida el miércoles 19 de febrero del 2020

- Página 8: Equipos inter-disciplinarios: existe espacio para los agentes de pequeña participación: cuando se detecta que alguien tienen experiencia específica, se invita a participar en la definición de protocolos, pruebas, etc.
- Página 8: Realizar evaluaciones posteriores al cierre de proyectos. Estoy de acuerdo en dejarlo como No. No se evidencia implementación de la buena práctica. Sin embargo, tenemos una dinámica en el Sector que hace que algunos proyectos entran pero por el comportamiento de la demanda y por la demora en ejecución de Proyectos, el impacto esperado no es suficiente. Por ejemplo, en Cartagena entró la S/E El Bosque que debería disminuir la DNA pero no fue suficiente porque demoró 3 o 4 años más de lo programado.
- Página 10: Identificar y actuar de acuerdo con las necesidades actuales para mejores futuras: si bien se están tomando medidas, creo que no son suficientes porque el Sistema está en este momento utilizando Esquemas Suplementarios que son temporales pero se han dejado como permanentes. Por favor revisar con base en esta consideración
- Página 13: Continuidad de los recursos: Mismo comentario de equipos inter-disciplinarios.
- Página 14: Implementar el control de cambios requeridos: Cuando se presentan retrasos en los proyectos, XM y C.N.O. elaboran un Plan de Contingencia de Corto y Mediano Plazo el cuál se comparte con el Ministerio de Minas y Energía. Sin embargo, su ejecución depende de la voluntad de los Agentes (algunos Operadores de Red demoran en su implementación). Estoy de acuerdo con dejarlo en No.
- Página 16: Recomendación 1. Para realizar el seguimiento de proyectos con periodicidad mensual o quincenal, la CREG debe emitir resolución en este sentido.

- Incluiría una recomendación para que los Esquemas Suplementarios sean realmente temporales y poder llevar la red a un nivel de confiabilidad mejor al tenerla en condiciones estándar y no degradada.
- 2. Professional Senior Power and Fuel Portfolio Management Enel-Emgesa, miembro del Subcomité de Planeamiento Operativo y Comité de Operación del CNO.**

Respuesta recibida el miércoles 28 de febrero del 2020.

- Página 10: Muchas veces los agentes, no son transparentes con la información de pronósticos de aportes, lo que en ocasiones puede ocasionar falsas señales de “normalidad”. Debe implementarse una actividad posterior, donde midan de alguna forma la variabilidad de la información.
 - Página 11: En el 2009-2010, la CREG contrató un consultor internacional, que elaboró el documento “Lecciones aprendidas durante el Niño” y que relató la intervención del mercado. Sería excelente practica
- 3. Professional Senior Power and Fuel Portfolio Management Enel-Emgesa, miembro del Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica, y Comité de Operación del CNO**

Respuesta recibida el miércoles 02 de marzo del 2020.

- Hay una buena comunicación en el CND, la UPME y pues todas las entidades. Si hay una buena comunicación, sin embargo, entre CND, CNO, la CREG, la comunicación fluye muy bien, pero la UPME siempre ha estado muy alejada de eso. Y una de las oportunidades de mejora que se puede tener en ese contexto, de la planeación, es que la UPME esté más metida en la operación. Que planee desde la operación, no desde una teoría, o cuaderno de lo que hay, sino que en la operación. Porque es muy diferente usted planear con todo el sistema completo, a planear con el sistema como mantiene, que es con mantenimientos o con la red degradada. Entonces no dejarlo como que todo está OK, bien.
- En las lecciones aprendidas, en la aplicación de las lecciones aprendidas. En donde dice que no está claro quién está a cargo de llevar un seguimiento de esas lecciones aprendidas o un informe. Eso sí está claro, porque eso se lleva en cada

uno de los comités y subcomités del CNO. En el CNO son los encargados de diligenciar esos cisnes negros y sacar a flote esas lecciones aprendidas. Eso está a cargo del CNO.

- Una de las recomendaciones de que no se tienen en cuenta en el CNO participantes pequeños, por ejemplo: los propietarios de Fuentes Renovables No Convencionales. No creo que sea tan cierto, porque en el CNO, por ejemplo, participamos ENEL, Celsia, que son dueños de Fuentes Renovables No Convencionales. Entonces no sé qué tan cierto sea eso.
- • Lo de las lecciones aprendidas, si bien eso está a cargo del CNO, lo podría más bien enfocar, no en quién es el responsable y establecer formatos, sino la socialización de esas lecciones aprendidas, que sea oportuna. No que se espere un año y que dentro de un año se habló de tal lección aprendida, que sea oportuna para así poder tomar acciones y que no vuelvan a ocurrir.
- No vi en las recomendaciones una de las principales, la de hacer seguimiento a los proyectos luego de que entren en operación.

Los anteriores comentarios se muestran textualmente de la manera cómo fueron comunicados. Adicionalmente, el reporte donde se muestra el análisis comparativo y las recomendaciones, se encuentra en consulta con personas que hacen parte del CND, CNO y MME; quienes han mostrado gran interés en conocerlo.