

enel

# Nuevo esquema regulatorio e impacto en la remuneración del negocio de distribución



**GRISEC** Grupo de Investigación  
en el Sector Energético

**gitei**



**UNIVERSIDAD  
NACIONAL  
DE COLOMBIA**





## Los sistemas de gestión de activos en el sector eléctrico colombiano

**Profesor Omar Prias Caicedo.** Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional. Especialista en Gerencia de Tecnología de la Escuela de Administración de Negocios, EAN. Magíster en Ingeniería Mecánica, Eficiencia Energética, Universidad de Cienfuegos “Carlos Rafael Rodríguez”, Cuba. Director de la Red Colombiana de Conocimiento en Eficiencia Energética (RECIEE) y presidente del comité técnico 228 - Gestión Energética. Icontec.

Este documento fue publicado en el libro Gobierno corporativo y gestión de activos en el sector eléctrico (2020). La versión que se presenta aquí incluye algunas modificaciones.

### **Contexto nacional regulatorio**

El surgimiento del sector eléctrico en Colombia data de los años treinta, época en que se había organizado en un esquema centralizado de carácter público a nivel regional con vocación nacional. Desde sus inicios, el sector eléctrico en Colombia, en su cadena productiva —desde la generación a gran escala hasta la transmisión y distribución en los sectores de consumo—, ha contribuido notablemente a la mejoría de la calidad de vida de los colombianos y al incremento de la productividad y competitividad de los subsectores industriales y de servicios.

## Nuevo esquema regulatorio e impacto en la remuneración del negocio de distribución

Por medio de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994) se definió un esquema institucional que asigna responsabilidades para el desarrollo de las políticas energéticas, planeación energética, regulación del mercado y administración, operación, control y supervisión del servicio público de energía eléctrica en el marco de la libre competencia, con la participación público-privada para la prestación de los servicios públicos en Colombia. En consecuencia, se separan las actividades en generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.

En este contexto, el Ministerio de Minas y Energía define las políticas del sector eléctrico, establece los requisitos técnicos para las empresas, elabora planes de expansión de cobertura, define los subsidios a los usuarios y estructura estrategias para el intercambio y negociación internacional de la energía con los países vecinos en la región, entre otros temas de interés para garantizar la prestación y cobertura del servicio público de energía eléctrica. La Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME), como unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, elabora las proyecciones de demanda de acuerdo con las variables demográficas, económicas y los precios de los recursos energéticos; además, diseña el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del Sector Eléctrico.

Para la regulación, el control y la supervisión del servicio de energía eléctrica en Colombia, se crean entidades de carácter técnico, como son: la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y la Superintendencia de Industria y Comercio. De esta manera, se elimina la integración vertical de la cadena eléctrica, separando los negocios de transmisión, distribución y generación, y se crea un mercado de energía mayorista con libre competencia en los negocios de generación y comercialización, manteniendo un monopolio natural en los procesos de transmisión y distribución de energía.

También se crean nuevos organismos para la operación del sistema en contexto del mercado: al Centro Nacional de Despacho (CND) se le asigna la operación y definición de los aspectos técnicos para garantizar la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional de forma confiable y económicamente factible, y responder por la ejecución del reglamento de operación del sistema; para la administración del mercado, se crea el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), y El Consejo Nacional de Operación (CNO) y el Comité Asesor de Comercialización (CAC) complementan el esquema y fortalecen la operación eficiente y eficaz del sistema.

## Nuevo esquema regulatorio e impacto en la remuneración del negocio de distribución

En este contexto del mercado de energía, se establecen las condiciones de continuidad, calidad y confiabilidad en la prestación del servicio de energía y seguimiento por medio de indicadores, normas y reportes de información sobre pérdidas, costos, inventarios de infraestructura y activos, entre otras variables de tipo técnico, administrativo y financiero que se han venido consolidando con el cumplimiento de los agentes mediante la vigilancia y la regulación por parte del Estado. Sin embargo, en algunas regiones del país, la correlación entre la función social de un servicio público ha entrado en contradicción con los objetivos de rentabilidad de los agentes privados, situación que, en algunos casos, aún está pendiente de resolver, por lo que afecta la prestación del servicio de energía eléctrica a los usuarios finales.

De esta manera, los resultados del desarrollo de un mercado en la cadena del sector eléctrico colombiano se pueden evidenciar en las cifras del 2019, año en el que, bajo la tutela del Estado, se refleja mayor participación de agentes públicos y privados en los eslabones de la cadena eléctrica, como se observa en la **tabla 1**.

**Tabla 1. Agentes en la cadena de energía eléctrica**

	Privados	Públicos	Mixtos	Total
Comercializadores	74	11	23	112
Distribuidores	14	11	17	42
Trasmisores	6	3	7	16
Generadores	57	6	11	74

Fuente: datos tomados de XM - Agentes registrados 2019.

La regulación, el control y la supervisión del sistema exigen el cumplimiento de estándares técnicos y de gestión por parte de los agentes para el mantenimiento, los costos y la integridad de la infraestructura del sistema de potencia que garanticen la integridad de los activos mediante buenas prácticas en gestión y la implementación de sistema de gestión de activos (SGAC).

## La gestión de los activos: un compromiso para garantizar el servicio y la sostenibilidad del sistema

La metodología de remuneración de la actividad de distribución de electricidad, establecida a partir de la Resolución CREG 015 de 2018, presenta, de un lado, un nuevo instrumento regulatorio que pasa del precio máximo al ingreso máximo, del otro, un nuevo modelo de remuneración para los activos: del valor nuevo de reemplazo (VNR) al costo de reposición depreciado (CRD).

El instrumento de ingreso máximo se caracteriza por reducir el riesgo a los operadores de red (OR), debido a que recibirán ingresos por las inversiones que realizan, disminuyendo el riesgo relacionado al consumo de sus usuarios. El nuevo esquema envía fuertes señales de inversión a los OR para que las puedan incluir en sus planes de inversión y en la conformación y gestión de su portafolio de activos.

El modelo de ingreso a partir del activo neto, con un costo de reposición depreciado, propone una depreciación lineal. De esta manera, la base de activos disminuye cada año si no se repone el monto de activos despreciados, no se orienta la gestión hacia la mejora continua de la calidad del servicio de distribución ni se promueve la sostenibilidad del sistema de gestión.

En este sentido, es importante tener en cuenta que entre los activos que conforman la Base Regulatoria de Activos (BRA) de los OR, se caracterizan activos eléctricos y no eléctricos, clasificados por Unidad Constructiva (UC), nivel de tensión (NT), entre otros aspectos técnicos. En la Resolución, se define la UC como

un conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica o a la supervisión o al control de la operación de activos de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) o Sistemas de Distribución Local (SDL). (art. 3)

## Nuevo esquema regulatorio e impacto en la remuneración del negocio de distribución

En la **tabla 2** se presentan las modalidades de UC definidas en la Resolución.

**Tabla 2. Categoría de la UC**

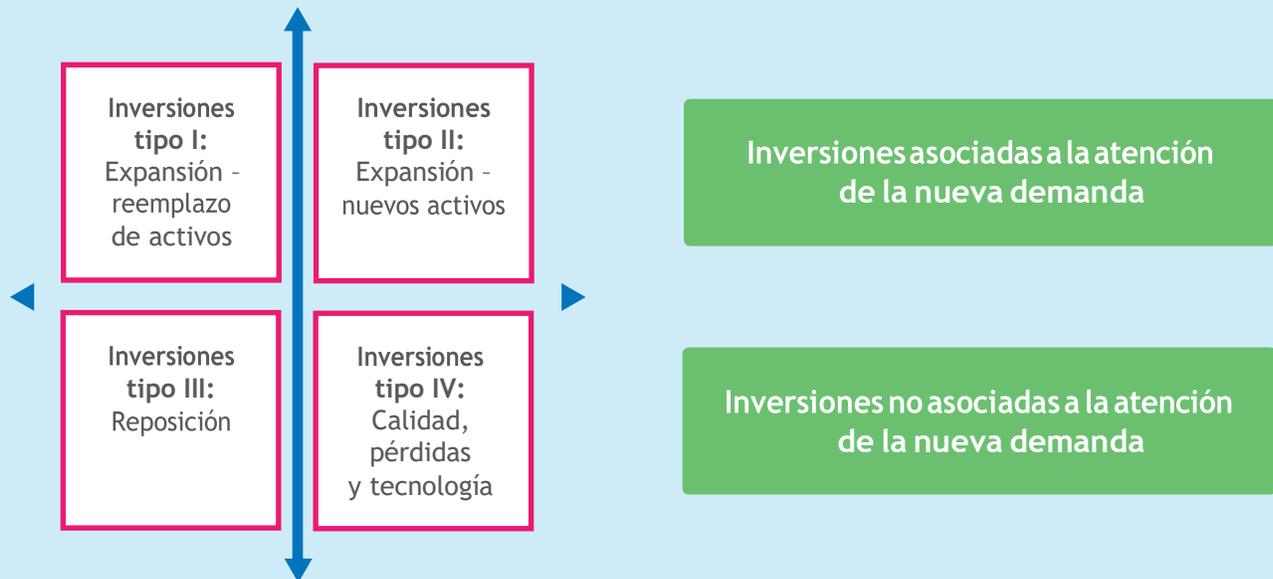
Descripción	NT	Vida útil (años)
Transformadores de potencia	3 y 4	35
Compensación reactiva	2, 3 y 4	35
Bahías y celdas	2, 3 y 4	35
Equipos de control y comunicaciones	2, 3 y 4	10
Equipos de subestación	2, 3 y 4	35
Otros activos de subestación	2, 3 y 4	45
Líneas aéreas	2, 3 y 4	45
Líneas subterráneas	2, 3 y 4	45
Equipos de línea	2 y 3	45
Centro de control	-	10
Transformadores de distribución	1	25
Redes de distribución	1	35

Fuente: elaborada por el autor con datos tomados de Resolución CREG 015 de 2018.

En el capítulo 6, “Planes de Inversión”, esta Resolución establece que “los OR deben presentar el plan de inversión para el periodo tarifario considerando los [cuatro] tipos de proyectos” (29 de enero del 2018, p. 124). Allí mismo, se especifica que el tipo I corresponde a los “proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan el remplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema”; el tipo II a los “proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin reemplazo de activos de existentes”; el tipo III a los “proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que reemplazan activos existentes sin obtener una mayor capacidad del sistema”, y el tipo IV a los “proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos” (p. 124).

## Nuevo esquema regulatorio e impacto en la remuneración del negocio de distribución

En la **figura 1** se ilustran las características y el enfoque de los tipos de inversiones relacionados a los proyectos.



**Figura 1.** Tipo de proyectos de inversión.  
Fuente: adaptado de Quintero Camilo, 2019.

Por otra parte, en el numeral 6.1 del capítulo 6 de la Resolución 015 se menciona que, en el plan de inversión, el OR debe incluir los activos necesarios para la implementación y certificación de un SGAC de acuerdo con los requisitos de la norma ISO 55 001 (en un plazo de cinco (5) años contados a partir de la entrada en vigencia de la resolución correspondiente).

En la implementación del SGAC, el OR debe realizar un diagnóstico de las brechas frente al cumplimiento de la norma y el plan de trabajo para los próximos cuatro años con el objetivo de obtener la certificación. Anualmente, el OR debe informar el avance en el cierre de brechas y cuáles son las inversiones que se identificaron y se han realizado en la implementación del sistema, de acuerdo con las necesidades establecidas para su demanda objetivo.

El plan de inversión establecido cuenta con un horizonte de planeación de largo plazo, diez (10) años. En este se consideran las expansiones y reposiciones del portafolio de activos que permitan cumplir con los indicadores de calidad requeridos, además, debe ser flexible y adaptable ante las nuevas tendencias del mercado. En este plan se identifican y cuantifican los beneficios esperados por el OR y de sus costos asociados.

## Nuevo esquema regulatorio e impacto en la remuneración del negocio de distribución

Entre las consideraciones que el OR debe tener en cuenta en el diseño de su plan de inversión, se contempla la viabilidad ambiental y los impactos por la aplicación de la Ley 1715 de 2014. En su portafolio de activos, el OR puede incluir UC especiales. De otro lado, las inversiones tipo I y tipo II que se realicen en el STR deben tener un concepto de aprobación por parte de la UPME.

En la Resolución 015 se menciona que

los activos de uso de los niveles de tensión 3 y 4 que se encuentren dentro del alcance del sistema de gestión de activos podrán tener una remuneración adicional una vez cumplida su vida útil y la recuperación de capital se haya completado en los términos de la presente resolución. La remuneración adicional podrá otorgarse hasta por un período de cinco (5) años, siempre y cuando la operación de estos activos no afecte la seguridad, confiabilidad y calidad en la prestación del servicio. (art. 4, lit. w)

En relación con lo anterior, vale la pena recordar que en las circulares CREG 059 de 2015 y 029 de 2018 se encuentra información adicional al respecto. En estas, también hay documentos guía para la conformación de los planes de inversión, información y formatos, además, contienen elementos relacionados con la gestión de activos.

El SGAC, de acuerdo con los requisitos de la ISO 55 001 y la familia de normas correspondientes, requiere de la mejora continua del desempeño, los costos y los riesgos, de acuerdo con los requerimientos de la regulación del mercado para la implementación de los SGAC; adicionalmente, se crean las condiciones para impulsar un mercado de implementación, operación y certificación en ISO 55 001.

Por otra parte, en la composición del mercado eléctrico colombiano existe un grupo importante de OR pequeños con grandes brechas que dificultan, de un lado, el cumplimiento de los requisitos de la norma ISO 55 001 y los requerimientos de la CREG, del otro, el acceso a recursos, disponibilidad de expertos calificados para implementar operar y mantener un SGAC. Esto representa una oportunidad de mejora en el sector; por lo tanto, es conveniente revisar el cumplimiento de los estándares de la certificación (nivel 3) en una primera etapa, de forma tal que se pueda establecer un nivel a partir de 2,5, que puede ser más alcanzable para estos OR.

## Nuevo esquema regulatorio e impacto en la remuneración del negocio de distribución

Para el sistema, la calidad y oportunidad de la información representa un aspecto clave para la toma de decisiones y, en consecuencia, es una tarea a la que se debe dedicar todo el esfuerzo por parte de los agentes y del regulador. Del mismo modo, las empresas del sector han identificado la cultura como habilitadora estratégica, entendiendo que la cultura es la clave para la sostenibilidad del SGAC en las empresas.

Corporativamente, la implementación de un SGAC representa beneficios muy importantes en la eficiencia en el uso de los recursos, el cumplimiento y mejora del ciclo de vida de los activos, el cumplimiento de metas de productividad y la sostenibilidad del negocio, además de la consolidación de una cultura en gestión de activos.

La implementación de un SGAC permite establecer políticas y directrices que incrementen la producción de una compañía, mediante la gestión del portafolio de activos. La cantidad de bienes producidos o de servicios prestados será el que impacte los ingresos brutos de cualquier compañía, sin importancia del área de aplicación. La cultura de la gestión propia de activos impacta la productividad, la eficiencia de los procesos en las compañías y la reducción del uso de materiales y de los gastos. La gestión eficaz del trabajo, inventarios y otros servicios de transporte, impacta en los resultados de la empresa, lo que permite controlar los costos operativos.



## Nuevo esquema regulatorio e impacto en la remuneración del negocio de distribución

La **figura 2** ilustra algunos impulsores de valor que contribuyen directamente con el valor del retorno de la inversión y el valor de los accionistas.

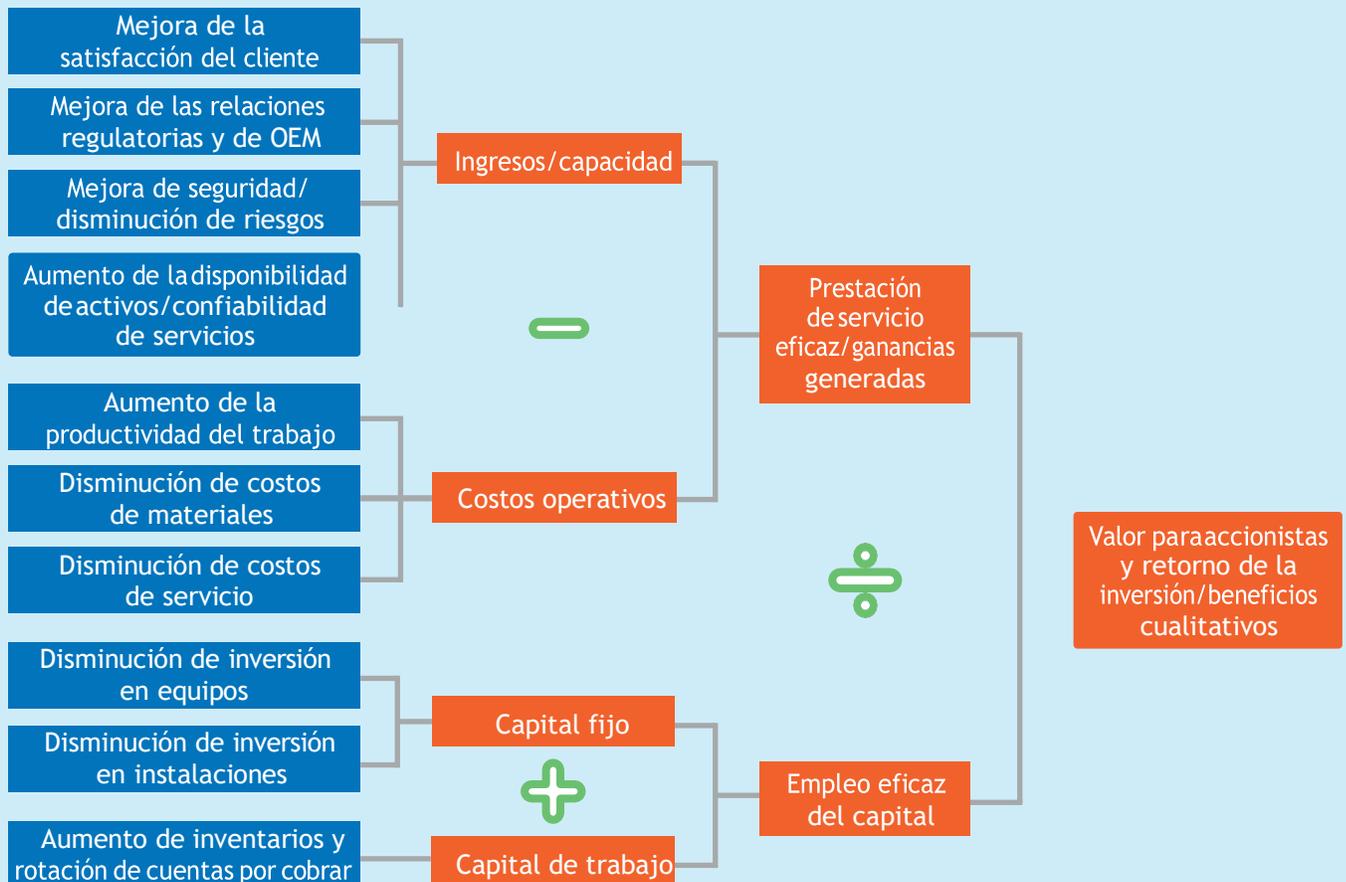


Figura 2. Impulsores de valor que contribuyen directamente con el valor del retorno de la inversión y el valor de los accionistas.

Fuente: adaptado de IBM Corporation, 2012, p. 8.

El avance en la implementación de SAGC en las empresas del sector eléctrico colombiano ha representado retos, pero también ha permitido identificar ganancias en el corto plazo. Uno de los impactos y beneficios corresponde con la mejora en el desempeño financiero de la compañía, reflejado en la toma de decisiones de inversión que permitan un máximo retorno de los activos; igualmente, una gestión basada en un enfoque de riesgos y oportunidades, que proporciona una visión integral de estos, permite anticiparse oportunamente para evitar la materialización de riesgos, aprovechando los potenciales beneficios en las oportunidades.

## Nuevo esquema regulatorio e impacto en la remuneración del negocio de distribución

El desempeño operativo, con índices de confiabilidad que responden a las necesidades del negocio, corresponde a las expectativas de las personas interesadas, permite una mejora en la imagen de la compañía y consolida la responsabilidad social. Las eficiencias en la gestión del sistema se reflejan directamente en la tarifa de distribución de electricidad.

## Gestión del cambio e innovación en los nuevos escenarios energéticos

Los nuevos escenarios de la transición energética a nivel mundial y nacional, resultantes de la incorporación de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) en los sistemas energéticos, así como la estructuración de nuevos mercados energéticos y modelos de negocio más sofisticados que se desarrollan en plataformas digitales y sitios web, impondrán retos de corto plazo para las empresas del sector energético y para el regulador.

Por este motivo, la participación activa de la demanda a lo largo de la cadena energética, desde la autogeneración, cogeneración y generación distribuida, hasta la respuesta y la gestión eficiente de la energía, la medición bidireccional, la implementación de redes inteligentes y la digitalización, requieren de la creación de capacidades en innovación, adaptación e integración de tecnologías. Por otra parte, también están los retos tecnológicos relacionados con la gestión de la información con soluciones en la nube y big data y los esquemas contractuales entre agentes del mercado (cada vez más grande y disperso), en donde las tecnologías como el Blockchain se imponen como soporte de gestión contractual y seguridad de la información y, en general, de la gestión de los activos en las empresas.

La movilidad eléctrica y los sistemas de recarga y almacenamiento de energía, que están en rápido desarrollo e integración con los sistemas de transporte individual y colectivo, requerirán estrategias de integración de tecnologías en las que la transición de los viejos sistemas de distribución y conexión interactuarán con los nuevos sistemas, por ejemplo, en el límite de usuario regulado / no regulado y en la selección del comercializador por parte del usuario final.

Lo anterior implica que los OR deben diseñar estrategias y crear capacidades para la gestión del cambio y la innovación en todos los procesos: técnicos, administrativos, financieros y en la gestión de la información. Para esto, los SGAC se pueden constituir en uno de los elementos clave en la estrategia

## Nuevo esquema regulatorio e impacto en la remuneración del negocio de distribución

como soporte en la gestión de indicadores y gestión de la información, no solamente para los activos de la cadena productiva eléctrica, sino también para las tecnologías periféricas y la información complementaria que los nuevos escenarios exigen.

En la tabla 3 se ilustran algunos de los avances de la regulación en la transición energética que han contribuido a la evolución del mercado eléctrico y que, en el futuro, serán los que dicten las bases de la transformación energética nacional, en la que los SGAC jugarán un papel importante e integral.

**Tabla 3. Actualidad regulatoria de la transformación energética**

Documento administrativo	Detalles del documento
Ley 1715 de 2014	“Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional”
Resolución CREG 024 de 2015	“Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN) y se dictan otras disposiciones”
Resolución CREG 015 de 2018	“Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional”
Resolución CREG 030 de 2018	Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional”
Resolución CREG 038 de 2018	“Por la cual se regula la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas y se dictan algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas”
Resolución CREG 060 de 2019	“Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones”
Resolución CREG 098 de 2019	“Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional”
Resolución CREG 099 de 2019	“Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución «Por la cual se define un esquema para permitir que los generadores puedan compartir activos de conexión al SIN»”
Ley 1964 de 2019	“Por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones”

Fuente: elaborada por el autor con información tomada de cada uno de los documentos administrativos mencionados en la tabla.

## Nuevo esquema regulatorio e impacto en la remuneración del negocio de distribución

Estos nuevos contextos de los sistemas energéticos, de los retos tecnológicos y de información asociados, requieren de una nueva cultura en la gestión de los activos y el cierre de brechas de los requisitos de la ISO 55 001 para implementar, operar y mantener SGAC que contribuyan a la generación de valor para la organización. Incluso, esta nueva cultura puede aportar a lo más importante, la prestación de un servicio público de calidad, continuidad y precio accesible, con impacto en la productividad, el confort y la calidad de vida de los usuarios finales de la energía eléctrica.

## Referencias

Congreso de Colombia. (13 de mayo del 2014). Ley 1715 de 2014: por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. DO: 49 150. Recuperado de <https://bit.ly/3cCUD3h>

Congreso de Colombia. (11 de julio del 2019). Ley 1964 de 2019: por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones. DO: 51 011. Recuperado de <https://bit.ly/3h88K42>

IBM Corporation. (2012). *Impacto y valor de la gestión de activos empresariales*. Estados Unidos de América. Recuperado de <https://ibm.co/3747Dxz>

Ministerio de Minas y Energía. (13 de marzo del 2015). Resolución 024 de 2015: por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN) y se dictan otras disposiciones. Recuperado de <https://bit.ly/2Y4kjjT>

Ministerio de Minas y Energía. (29 de enero del 2018). Resolución 015 de 2018: por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Recuperado de <https://bit.ly/2BDZPXN>

Ministerio de Minas y Energía. (26 de febrero del 2018). Resolución 030 de 2018: por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. Recuperado de <https://bit.ly/2Xzkrce>

Ministerio de Minas y Energía. (9 de abril del 2018). Resolución 038 de 2018: por la cual se regula la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas y se dictan algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas. Recuperado de <https://bit.ly/2MDOOr01>

Ministerio de Minas y Energía. (20 de junio del 2019). Resolución 060 de 2019: por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones. Recuperado de <https://bit.ly/30jJeT8>

## Nuevo esquema regulatorio e impacto en la remuneración del negocio de distribución

Ministerio de Minas y Energía. (30 de agosto del 2019a). Resolución 098 de 2019: por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional. Recuperado de <https://bit.ly/2XCIHdC>

Ministerio de Minas y Energía. (30 de agosto del 2019b). Resolución 099 de 2019: por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se define un esquema para permitir que los generadores puedan compartir activos de conexión al SIN”. Recuperado de <https://bit.ly/3dCH5WH>

Prias, O. (2020). Los sistemas de gestión de activos en el sector eléctrico colombiano. En F. García, A. Guzmán, F. Prada y M. Trujillo, *Gobierno corporativo y gestión en el sector eléctrico* (pp. 19-32). Bogotá: Colegio de Estudios Superiores de Administración - CESA. Recuperado de <https://bit.ly/2zZ3Vt8>

Quintero, Camilo. (2019). *Normatividad del sector eléctrico en Colombia*. Bogotá D.C.