

IMPACTO DE PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES EN LOS NEGOCIOS DE
COMERCIALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE CHEC S.A. E.S.P. UNA EMPRESA DEL
GRUPO EPM

JHON FABER RAMÍREZ LÓPEZ

UNIVERSIDAD EAFIT

ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN

DEPARTAMENTO DE ORGANIZACIÓN Y GERENCIA

MAESTRÍA EN GERENCIA DE PROYECTOS

MEDELLÍN

2021

IMPACTO DE PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES EN LOS NEGOCIOS DE
COMERCIALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE CHEC S.A. E.S.P. UNA EMPRESA DEL
GRUPO EPM

Jhon Faber Ramírez López

Trabajo presentado como requisito para optar al título de Magíster en Gerencia de Proyectos

Asesor: Elkin Arcesio Gómez Salazar PhD

UNIVERSIDAD EAFIT

ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN

DEPARTAMENTO DE ORGANIZACIÓN Y GERENCIA

MAESTRÍA EN GERENCIA DE PROYECTOS

MEDELLÍN

2021

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	12
1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	15
2 JUSTIFICACIÓN	21
3 OBJETIVOS	23
3.1 OBJETIVO GENERAL.....	23
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	23
4 MARCO CONCEPTUAL	24
5 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	31
6 DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	33
6.1 CONTEXTO REGULATORIO Y NORMATIVO	33
6.1.1 Participación de la demanda el caso CHEC.....	53
6.1.2 Implementación de la <i>Resolución CREG 030 de 2018</i> en CHEC	60
6.2 CASOS BASADOS EN LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL	65
6.2.1 Caso de estudio en Estados Unidos	66
6.2.2. Caso de estudio en Europa.....	70
6.2.3. Caso de estudio en Latinoamérica	76
6.3 POSIBLES CONSECUENCIAS QUE TENDRÁ LA INTEGRACIÓN DE LAS RENOVABLES EN LOS NEGOCIOS DE COMERCIALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE CHEC A PARTIR DE UN ESCENARIO DE RIESGOS	84
6.3.1 Establecer el contexto	85
6.3.2 Evaluar controles y riesgos	91
6.3.3 Matriz de riesgos.....	101
6.3.4 Índice de riesgo	102
6.3.6. Monitorear y revisar.....	131
6.3.7 Comunicar y registrar	132
6.3.8 Posibles consecuencias	132

6.4 ANALIZAR EL IMPACTO EN VENTAS E INGRESOS HISTÓRICOS, POR ACTIVIDADES ORDINARIAS DE COMERCIALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN, Y POR REDUCCIÓN DE LA DEMANDA Y EXCEDENTES DE ENERGÍA DERIVADOS DE LA INCURSIÓN DE AGPE EN SU ÁREA DE COBERTURA	134
6.4.1. Información financiera de CHEC	134
6.4.2. Estimación del impacto en ingresos históricos de comercialización y distribución.....	142
6.4.3. Estimación del impacto en consumos y ventas de energía para la clase de servicio residencial empleando la metodología de 25%, 50% y 75% de participación en la red de CHEC	144
6.4.4. Estimación del impacto en consumos y ventas de energía para la clase de servicio comercial empleando la metodología de 25%, 50% y 75% de participación en la red de CHEC	146
6.4.5. Estimación del impacto en consumos y ventas de energía para clase de servicio industrial empleando la metodología del 25%, 50%, 75% de participación en la red de CHEC	148
7 CONCLUSIONES	151
8 RECOMENDACIONES.....	158
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	160
ANEXOS	171

Índice de Figuras

Figura 1. Concentraciones de CO2 entre 1990 y 2018 en partes por millón a escala mundial	33
Figura 2. Marco institucional del sector eléctrico colombiano.....	36
Figura 3. Participación de renovables en la matriz eléctrica de Colombia.....	43
Figura 4. Distribución fuentes combustibles y renovables en la matriz eléctrica de Colombia ...	44
Figura 5. Barreras para la utilización de las FNCER en Colombia	46
Figura 6. Principales desafíos del sistema eléctrico colombiano.....	49
Figura 7. Porcentaje de adiciones de capacidad neta de energía solar fotovoltaica por segmento de aplicación, 2013-2022	51
Figura 8. Evolución prevista del parque de generación de Colombia, 2015-2030.....	52
Figura 9. Curva típica de demanda de autogenerador de la red de CHEC	54
Figura 10. Energía exportada versus energía importada de los AGPE a la red de CHEC.....	59
Figura 11. Reporte de información de disponibilidad de la red para un potencial AGPE.....	61
Figura 12. Distribución de clientes en el área de cobertura de CHEC	62
Figura 13. Localización de autogeneradores en el área de cobertura de CHEC a noviembre de 2020.....	62
Figura 14. Localización de los autogeneradores del sistema CHEC a noviembre de 2020.....	63
Figura 15. Localización de los AGPE en el mercado de CHEC.....	63
Figura 16. Participación de los clientes por clase de servicio.....	64
Figura 17. Participación de los AGPE por tipo de servicio	64
Figura 18. Países con políticas y objetivos de energía renovable en el mundo, por tipo	66
Figura 19. Distribución de electricidad en California.....	67
Figura 20. Participación de ISO en el mercado de Estados Unidos.....	68
Figura 21. Recursos de fuentes convencionales y renovables al 13 de marzo de 2021, a las 18:40	69
Figura 22. Tendencia de la demanda neta el 13 de marzo de 2021	70
Figura 23. Transformación del mercado de energía en Dinamarca entre 1990 y 2014.....	71
Figura 24. Islas de la energía en Dinamarca	72
Figura 25. Participación FERNC en la generación de países de Latinoamérica	77

Figura 26. Evolución y proyección de la capacidad instalada de energía renovable en Brasil	79
Figura 27. Potencia instalada a partir de FNCER en MW Chile	83
Figura 28. Etapas de la gestión integral de riesgos	85
Figura 29. Evaluación del control.....	92
Figura 30. Matriz de riesgos	101
Figura 31. Índice de riesgo del estudio de caso	101
Figura 32. Participación accionaria de CHEC	135
Figura 33. Salud Financiera de CHEC, indicadores financieros 2019	135
Figura 34. Análisis comparativo desempeño financiero, ingresos, costos y gastos de CHEC ...	136
Figura 35. Indicadores financieros último trienio.....	138
Figura 36. Resultado integral del período.....	139
Figura 37. Estados Financieros 2019. Ingresos por actividades ordinarias	141
Figura 38. Variación en el consumo de energía en MW-h para el sector residencial empleando la metodología 25-50-75 de porcentaje de participación de los clientes AGPE en la red de CHEC	145
Figura 39. Variación en ventas de energía en millones de pesos para el sector residencial empleando la metodología del 25-50-75 de porcentaje de participación de los clientes AGPE en la red de CHEC	146
Figura 40. Variación en el consumo de energía en MW-h para el sector comercial empleando la metodología de 25-50-75 de porcentaje de participación de los clientes AGPE en la red de CHEC	147
Figura 41. Variación en ventas de energía en millones de pesos para el sector comercial empleando la metodología de 25-50-75 de porcentaje de participación de los clientes AGPE en la red de CHEC	148
Figura 42. Variación en el consumo de energía en MW-h para el sector industrial empleando la metodología de 25-50-75 de porcentaje de participación de los clientes AGPE en la red de CHEC	149
Figura 43. Variación en ventas de energía en millones de pesos para el sector industrial empleando la metodología de 25-50-75 de porcentaje de participación de los clientes AGPE en la red de CHEC	150

Índice de Tablas

Tabla 1. Identificación de barreras.....	47
Tabla 2. Barreras que limitan el acceso al financiamiento en FERNC en América Latina	78
Tabla 3. Resultado del análisis del entorno externo e interno para la gestión de riesgos	87
Tabla 4. Criterios definidos como bajo, medio y alto para la evaluación de controles del anexo 2 de la Guía Metodológica para la Gestión Integral de Riesgo	93
Tabla 5. Resultado de evaluación de controles existentes por riesgo	95
Tabla 6. Nivel de riesgo a partir de la probabilidad y la consecuencia	103
Tabla 7. Riesgos por agrupador gestión del grupo empresarial.....	110
Tabla 8. Riesgos por agrupador planeación y crecimiento	112
Tabla 9. Criterios de selección de las ideas a partir de la capacidad o conocimiento disponible para el desarrollo.....	113
Tabla 10. Criterios de selección de las ideas a partir de la relevancia de las necesidades de los consumidores	114
Tabla 11. Riesgos por agrupador jurídico y regulatorio	115
Tabla 12. Riesgos por agrupador procesos y procedimientos.....	116
Tabla 13. Indicador seguimiento plan comercial CHEC 2019	118
Tabla 14. Riesgos por agrupador político	121
Tabla 15. Riesgos por agrupador gestión del talento humano	122
Tabla 16. Riesgos por agrupadores comercial y mercadeo.....	123
Tabla 17. Riesgos por agrupador liquidez	124
Tabla 18. Riesgos por agrupadores no disponibilidad de activos o productos y gestión de la cadena de suministro.....	125
Tabla 19. Riesgos por agrupador relacionamiento con grupos de interés	126
Tabla 20. Riesgos por agrupador gestión de la información	128
Tabla 21. Riesgos por agrupador naturales y antrópicos	129
Tabla 22. Riesgos por agrupador reputación e imagen.....	130
Tabla 23. Variación consumos de energía antes y después de constituirse en AGPE para diferentes clases de servicio.....	143

Tabla 24. Variación ingresos por comercialización y distribución de AGPE antes y después de la transición, para diferentes clases de servicio	143
Tabla 25. Variación de los consumos de energía en el sector residencial con la metodología 25-50-75 de porcentaje de participación en la red de CHEC.....	144
Tabla 26. Variación de las ventas de energía en el sector residencial con la metodología 25-50-75 de participación en la red de CHEC.....	145
Tabla 27. Variación de los consumos de energía en el sector comercial con la metodología 25-50-75 de participación en la red de CHEC	147
Tabla 28. Variación de las ventas de energía en el sector comercial con la metodología 25-50-75 de participación de AGPE en la red de CHEC	148
Tabla 29. Variación de los consumos de energía en el sector industrial con la metodología 25-50-75 de participación de AGPE en la red de CHEC	149
Tabla 30. Variación de las ventas de energía en el sector industrial con la metodología 25-50-75 de participación de AGPE en la red de CHEC	150

ANEXOS

ANEXO 1. CATEGORÍAS Y AGRUPADORES DE RIESGOS.....	171
ANEXO 2. EVALUACIÓN DE CONTROLES EXISTENTES.....	174
ANEXO 3. EVALUACIÓN DE LA PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DEL RIESGO ..	175
ANEXO 4. OBJETOS DE IMPACTO PERSONAS.....	176
ANEXO 5. OBJETOS DE IMPACTO INFORMACIÓN.....	177
ANEXO 6. OBJETOS DE IMPACTO AMBIENTE	178

GLOSARIO

AMI: Infraestructura de Medición Avanzada

CAISO, Operador de Sistema Independiente de California

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

DER: Recursos Energéticos Distribuidos

DSO: Operador de Sistema de Distribución

EaaS: Energía como Servicio

FNCER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable

GWh: Gigavatio-hora

MWh: Megavatio-hora

OR: Operador de Red

RPS: Estándar de Cartera Renovable

SIN: Sistema Interconectado Nacional

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

RESUMEN

El presente estudio de caso se enmarca en el uso de la Guía Metodológica para la Gestión Integral de Riesgos de CHEC versión 3, con el fin de identificar un escenario de riesgos a raíz de la integración de auto generadores en su área de cobertura y posibles implicaciones en los negocios de comercialización y distribución, partiendo por analizar el marco regulatorio que viene desarrollando Colombia en materia de fuentes de energías renovables no convencionales, casos basados en la experiencia internacional y un análisis del impacto en ventas e ingresos históricos.

Palabras clave: fuentes de energías renovables no convencionales, comercialización de energía, distribución de energía

ABSTRACT

This case study is framed in the use of the Methodological Guide for Comprehensive Risk Management of CHEC version 3, in order to identify a risk scenario as a result of the integration of auto generators in its coverage area and possible implications in the commercialization and distribution businesses, starting by analyzing the regulatory framework that Colombia has been developing in terms of non-conventional renewable energy sources, cases based on international experience and an analysis of the impact on historical sales and income.

Keywords: non-conventional renewable energy sources, energy commercialization, energy distribution

INTRODUCCIÓN

A raíz de la forma como está diseñada la regulación del sector energético en Colombia, tradicionalmente el operador monopólico del sistema de distribución (DSO, por sus siglas en inglés *distribution system operators*) que atiende el mercado de energía en 40 municipios de los departamentos de Caldas y Risaralda es una empresa del Grupo EPM llamada CHEC. A noviembre de 2020, el mercado de CHEC estaba representado en 510.000 clientes, para lo cual en 2019 ejecutó inversiones por valor de COP 43.584 millones en su sistema de distribución (CHEC, 2019), con el propósito de mantener la confiabilidad y calidad del sistema, además de garantizar la continuidad del servicio.

Para 2019, CHEC alcanzó un resultado neto del período de COP 123.470 millones, que, comparado con el resultado de 2018, presentó un incremento de COP 85.036 millones en los ingresos operacionales, equivalente a un 12,47%. Ese incremento obedeció principalmente: al incremento en las ventas de energía a usuarios finales, especialmente en los sectores residencial y comercial; al crecimiento del costo unitario (CU); al promedio en todos los niveles de tensión; a la aplicación de la metodología de remuneración por los cargos asociados a la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por CHEC, a través de la *Resolución CREG 015 de 2019* (CREG, 2019); al incremento en las ventas de energía del generador, que se explica por los incrementos en los precios de energía de corto plazo (precio en la bolsa de energía), y a los precios de venta de largo plazo, entre otros conceptos.

El énfasis en los indicadores financieros de CHEC en 2019 permite concluir que operar en un entorno seguro, donde se ejerce propiedad sobre la red y en el que el servicio de energía se presta

bajo la condición de unidireccional se puede ver impactado por la transición a un modelo de negocio en que la participación de la demanda. Este servicio inicia con la generación, continúa con la transmisión y pasa al inicio del ciclo productivo de CHEC, con la distribución y comercialización, acompañada de una gestión eficiente, hasta llegar a los usuarios finales.

Entre estos usuarios finales encontramos autogeneradores que tienen la capacidad de importar y exportar energía a la red de distribución, movilidad eléctrica y, en general, recursos energéticos más distribuidos (DER, por sus siglas en inglés *distributed energy resources*). De este modo, el papel de los DSO se expande hacia la optimización de la generación y el consumo local, transformando el entorno seguro unidireccional en un ecosistema multidireccional y participativo, y, por ende, competitivo, que ressignifica para CHEC una nueva forma de concebir la energía como servicio (EaaS, por sus siglas en inglés *Energy as a Service*), nuevos retos, estrategias, oportunidades y logros que aporten a la sostenibilidad.

Por estas razones, nace la propuesta de abordar mediante un estudio de caso los aspectos que serán clave para asumir un conjunto de acciones en el corto y mediano plazo, que estén enmarcadas en un entorno regulatorio y de mercado y creen las condiciones para darles respuesta a las necesidades de la empresa. Esto por cuanto CHEC empieza a experimentar el traslado de la generación desde las grandes fuentes de generación hacia las pequeñas formas, dándole así protagonismo a la demanda representada en los autogeneradores, o prosumidores, y a las microrredes, los esquemas de almacenamiento, la movilidad eléctrica y, próximamente, a la implementación de infraestructura de medición inteligente (AMI, por sus siglas en inglés *advanced metering infrastructure*), que darán pie a una mayor autonomía energética y a la automatización de la distribución, y que hacen necesario adoptar sistemas de gerenciamiento de datos para gestionar la

operación de la red, para así conservar un sistema que sea seguro, eficiente y sostenible en el tiempo.

Para adentrarnos en este estudio de caso se definieron cuatro objetivos específicos, con los cuales se busca ir de lo general a lo particular, hasta llegar al entorno de CHEC, con el fin de plantear escenarios presentes y futuros en los que enfocar estrategias y acciones cuyo resultado sea la preparación para afrontar la incertidumbre del cambio. Asimismo, a la transición, de 76 años de historia como empresa prestadora del servicio de energía en el Eje Cafetero, hacia agente de agregación, control y optimización de un entorno en el que la demanda es la protagonista. Todo esto en un esquema en el que los requisitos regulatorios deben garantizar nuevos diseños de un mercado que, además de ser descentralizado, se caracteriza por el creciente surgimiento de prosumidores, vehículos eléctricos, dispositivos de almacenamiento de energía y medida inteligente, y con una alta calidad en la prestación del servicio, con comunicaciones rápidas y de ancho de banda amplio para garantizar aplicaciones de control domésticas y la automatización de la red de distribución, como respuesta a contingencias y pérdida del suministro, que son características de una red resiliente, entre otros.

El negocio de comercialización, con la propuesta de identificar modelos de negocio que logren satisfacer el mercado que atiende y generar valor agregado a la compañía, como respuesta a la mitigación de ingresos por ventas de energía con la creciente ola de autogeneradores, empleando para ello, la *Guía Metodológica para la Gestión Integral de Riesgos CHEC, versión 3* (documento privado, 2020), empleada por CHEC y el Grupo EPM, para identificar escenarios relevantes de actuación y preparación para los nuevos desafíos.

1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El gobierno de Colombia diseña los instrumentos políticos establecidos en la *Ley 1715 de 2014* (Congreso de Colombia, 2014) a partir del establecimiento del marco legal y de los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes de energía renovables, el fomento de la inversión, investigación y desarrollo, así de cómo establecer líneas de acción para el cumplimiento de compromisos establecidos por Colombia en materia de energías renovables, gestión eficiente de la energía y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Esto con el fin de promover el desarrollo y utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable destinadas a diversificar la matriz energética del país, sustentadas en un asunto de utilidad pública e interés social, de conveniencia nacional, con la cual fomentar la competitividad de la economía nacional, la protección del ambiente, el uso eficiente de la energía y la preservación y conservación de los recursos naturales. Adicional a ello, y propiciando una participación a menor escala, el Gobierno diseña políticas encaminadas a regular aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN), establecidas en la Resolución CREG 030, de la Comisión Nacional de Regulación de Energía y Gas (CREG, 2018a).

La composición de la matriz energética nacional y la proyección en participación de generadores a pequeña escala y la generación distribuida empleando fuentes de energías renovables nos permite tener un panorama de su posible transformación y del impacto en el segmento de la distribución eléctrica, al igual que de los retos y oportunidades del negocio que deberán afrontar las empresas

prestadoras del servicio sumadas a las definiciones de tipo regulatorio, financiero, sociocultural y ambiental como elementos clave en el marco estratégico para apostarle a la sostenibilidad.

A partir de 1994, cuando fueron expedidas la *Ley 142* (Congreso de Colombia, 1994a) y la *Ley 143* (Congreso de Colombia, 1994b) de servicios públicos domiciliarios y ley eléctrica, respectivamente, se constituyó el marco legal que reestructuró el sistema energético del país y que definió variables regulatorias y de mercado, para garantizar la eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad en la prestación del servicio (Congreso de Colombia, 1994b). Este marco, además, ordenó la conformación de instituciones orientadas a la planeación y control del sistema, como son la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Dicha normativa le dejó como resultado cierta estabilidad al país en materia energética, sin ser contundente con políticas de uso de fuentes de energía renovable, tales como la expedición de la *Ley 1715 de 2014* (Congreso de Colombia, 2014), para motivar la promoción y desarrollo de estas fuentes como alternativa para garantizar el desarrollo económico y sostenible, la reducción de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético del país.

Ahora que la regulación dispone de los mecanismos para permitirles a los usuarios del servicio de energía conectarse al operador de red (OR) de manera fácil y sencilla —ya sea como autogenerador o como generador distribuido, haciendo uso de fuentes de energía tales como biomasa, solar fotovoltaica, eólica, geotermia, maremotriz, entre otras—, les otorga a los clientes la posibilidad de producir y vender energía, incluso en pequeñas cantidades, pasando así de ser consumidores a prosumidores. El efecto de este cambio debe generar un impacto en los negocios de comercialización y distribución de las empresas del sector eléctrico del país, como es el caso de

CHEC S.A. E.S.P., que basa sus principales ingresos en actividades ordinarias de los segmentos de comercialización y distribución.

Décadas atrás, la gestión de proyectos que promovían la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable planteó el diseño de portafolios de proyectos que tuvieron una ejecución por debajo del 5% (Ruiz & Rodríguez-Padilla, 2006), a raíz básicamente de los altos costos de generar 1 MWh. No obstante, según el *Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2014-2028* de la UPME (2014), la generación renovable no convencional ocasiona una reducción promedio de 3,1 USD\$/MWh en el período 2014-2018; 5,04 USD\$/MWh, en el horizonte 2018-2020; 6,2 USD\$/MWh, durante los años 2020 y 2022, y 6,6 USD\$/MWh en el período 2022-2028. Una adecuada regulación de precios de la electricidad será la base para una correcta asignación de los recursos energéticos. Los precios de la electricidad deben reflejar los costos económicos, y las contribuciones o subsidios que se requieran deben ser adecuadamente establecidos (UPME, 2003).

Resulta coincidente ver que, a comienzos del siglo XXI, en el campo internacional las barreras a la penetración de los usos sostenibles de la energía y, en general, de las energías renovables, se encuentran identificadas en cinco tipos: técnicas, económicas, financieras, legales e institucionales (Lutz, 2001). Este criterio, centrado en barreras específicas, a menudo constituye la base de políticas, programas y otras acciones de los gobiernos a favor del uso eficiente de la energía y de las energías renovables. Supuestamente este enfoque ha resultado exitoso en los países industrializados (Lutz, 2001).

En América Latina, así como en otras regiones del mundo en desarrollo, no existe esta experiencia exitosa; sin embargo, en algunos países de Europa, Japón y, en menor medida, en Estados Unidos,

sí hay resultados alentadores. Una explicación puede ser que los países del Sur, por su menor grado de desarrollo económico, además de la limitación de sus recursos económicos y financieros, no están en condiciones de involucrarse en este tipo de políticas y programas (normalmente caracterizado por la falta de voluntad política), y toman en consideración otras prioridades (Altomonte y otros, 2003).

La problemática para integrar las energías renovables a las políticas energéticas de América Latina radica en el enfoque que han puesto los gobiernos y las instituciones a lo largo del tiempo, toda vez que durante las décadas de los 70 y los 80 el suministro energético estaba orientado a fomentar el desarrollo económico y social. Fue la época de la planeación y ejecución de grandes obras de infraestructura tales como represas, centrales eléctricas, líneas de transmisión y de electrificación rural y urbana, en la que se le prestaba poca atención a la eficiencia energética y a la generación a partir de energías renovables. En la década de 1990, el nuevo paradigma de los gobiernos, de organizar el sector de la economía de forma eficaz, motivados por las nuevas orientaciones económicas y por las instituciones financieras internacionales, resultó en la privatización de las empresas energéticas estatales y en la desregulación parcial de los mercados energéticos en la mayoría de países latinoamericanos. Una vez más, las energías renovables no estuvieron en las agendas de los responsables de la política energética.

Como factor decisivo para el despegue de las fuentes de energía renovable se encuentra la voluntad de los gobiernos para establecer mecanismos de mercado claros y estables, vía marco regulatorio, que contribuyan a disminuir el riesgo que los inversionistas deben asumir, de modo que puedan trabajar con tasas de retorno más bajas que permitan el financiamiento de un mayor número de oportunidades. Esto también hará que los proveedores de líneas de crédito tengan las garantías

apropiadas. Partiendo de la base de que los proyectos deberían alcanzar la competitividad a precios de mercado, se trata de lograr que los mecanismos de fijación de precios sean claros y estables y que se facilite la disminución del riesgo de mercado a través de contratos de compra de energía a largo plazo con garantías de pago apropiadas (Coviello, 2003).

Otro de los factores decisivos para el uso de fuentes de energía renovable son las políticas de cambio climático y energías limpias, las cuales en las dos últimas décadas se han venido imponiendo como mecanismos de defensa, conservación y preservación de los recursos naturales.

El Parlamento Europeo (2001) aprobó en julio de 2001 la Directiva 2001/77/EC sobre la “Promoción de Electricidad producida por medio de fuentes de energía renovable en el mercado interno de la Unión Europea”, con la cual se pretende contribuir al cumplimiento de los compromisos de Kyoto y a alcanzar el objetivo de duplicar la parte de energía renovable en el consumo de energía en Europa, que debería pasar del 6% en 2001 a un 12% en 2010. En 2003 se inició un programa comunitario plurianual denominado “Energía inteligente para Europa”, dotado de EUR 200 millones, 80 de los cuales son para la promoción de fuentes de energía renovables en los países de la Unión Europea, y 17 para la cooperación con países en desarrollo, en materia de eficiencia energética y fuentes de energía renovable (Coviello, 2003).

Estados Unidos, por su parte, ha destinado fondos federales para el apoyo a las tecnologías energéticas a través de la Oficina de Eficiencia Energética y Energías Renovables (EERE) del Departamento de Energía, en doce programas estratégicos en los cuales les da prioridad al transporte y la industria. Para las fuentes renovables, el programa que goza de más apoyo es el relativo a la biomasa. En términos de incentivos a las fuentes de energía renovables, el gobierno de los Estados Unidos ha puesto en operación dos mecanismos de promoción: el crédito fiscal a la

producción (PTC, por sus siglas en inglés *production tax credit*) que otorga 1,8 centavos de crédito fiscal por cada US\$/kWh producido por plantas eólicas durante sus primeros diez años de operación, y el estándar de cartera renovable (RPS, por sus siglas en inglés *renewable portfolio standard*), con base en el cual cada productor de energía convencional está obligado a producir o a comprar en bonos un porcentaje definido como energía renovable, un mecanismo ya aplicado en diferentes países europeos.

Para la promoción de energías renovables se destacan iniciativas empresariales tales como la British Petroleum Company (Coviello, 2003), que en su declaración estratégica de 2003, señala: “... entendemos el crecimiento en el uso del gas natural como un componente esencial en la creación de un “puente” hacia una economía del hidrógeno y de las fuentes de energía renovables...” (p. 11). Con base en esta visión estratégica, BP creó BP Solar, la cual posee en 2003 el 20% del mercado solar fotovoltaico y solar térmico en el mundo, y prevé un crecimiento del negocio superior al 40% a 2007. De igual forma, Shell Royal Dutch (Coviello, 2003) reestructuró su plan de negocio en cinco negocios clave, o *core businesses*, uno de los cuales es precisamente el de fuentes de energía renovables. Shell Renewables está activa a 2003 en 90 países, concentrando sus actividades en tecnologías eólicas mediante Shell Wind Energy y fotovoltaicas con Shell Solar.

2 JUSTIFICACIÓN

A partir del 1 de mayo de 2018 entró en vigencia la *Resolución CREG 030 de 2018*, en la que se regulan las actividades de generación a pequeña escala y generación distribuida (CREG, 2018a). Esta resolución define las reglas que permiten a los usuarios conectarse al operador de red (OR) de manera fácil y sencilla, sea como autogeneradores o como generadores distribuidos, que, para el caso de estos últimos, son generadores pequeños, generalmente empresas, que exclusivamente producen energía para vender al sistema. Es por esto que los clientes no solo podrán producir su propia energía, reduciendo así su consumo y el valor a pagar en la factura del servicio, sino que también podrán venderle al sistema la energía que les sobre (excedentes).

Este nuevo reto para las empresas del sector implica no solo el conocimiento de la Ley, sino su aplicación como estrategia para conservar su nicho de mercado, y la oportunidad de ser sostenible financiera, social y ambientalmente, pues en la experiencia vivida por empresas del mismo sector en países de la Comunidad Europea se encuentra que este tipo de regulación abre una ventana a la participación directa de los usuarios finales del servicio en la generación distribuida. En este sentido, en el presente trabajo de investigación se abordan temas relacionados en el sector de distribución de energía en países de la Unión Europea y Latinoamérica en los que se ha permitido el uso de estas fuentes ajustando las políticas y la regulación, a fin de brindar garantías para su implementación.

Es conocido que el marco regulatorio para autogeneradores a pequeña escala y generadores distribuidos debe ser analizado, por cuanto, a raíz de propiciarse una mayor participación de las

energías renovables en el mercado energético del país, se ven afectados de alguna manera los ingresos por comercialización en las empresas del sector. Es a esta situación a la que le apunta el presente trabajo de investigación, pues, lo que en la actualidad se vislumbra como un gran impacto por la incursión de sistemas de autogeneración y generación distribuida para la atención de la demanda, en los negocios de comercialización y distribución de las empresas del sector eléctrico podría presentarse el caso contrario, con la disminución en ventas de energía y el reconocimiento de excedentes, lo que podría poner en riesgo su crecimiento y sostenibilidad, o quizá una variación de precios vía tarifa, en cuyo caso el impacto estaría siendo orientado a los usuarios del servicio.

En el caso específico de CHEC S.A. E.S.P., según su *Informe Sostenibilidad 2019*, los ingresos por distribución de energía que comprenden los segmentos de comercialización y distribución fue de COP 464.368 millones, 9,22% más que en 2018. Esto debido a mayores ventas acumuladas en el sector residencial, con 12,0 GWh, y a mayores ventas en el sector comercial, con 2,3 GWh (CHEC, 2019), frente a lo cual existe el riesgo de presentar variaciones en su comportamiento histórico con escenarios de disminución de la demanda, por causa de la entrada creciente de autogeneradores y de generación distribuida.

3 OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar el impacto en los negocios de comercialización y distribución de CHEC S.A. E.S.P., una empresa del Grupo EPM, con la integración de proyectos de energías renovables en su área de cobertura.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Presentar el contexto regulatorio y normativo que promueve el uso de energías renovables y los aspectos operativos y comerciales que permiten la integración de la autogeneración y la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional.
2. Analizar casos basados en la experiencia internacional en políticas para fuentes no convencionales de energía.
3. Identificar las posibles consecuencias que tendrá la integración de las renovables en los negocios de comercialización y distribución de CHEC S.A. E.S.P. desde la perspectiva empresarial, con el fin de plantear, mediante un escenario de riesgos, oportunidades, retos y estrategias.
4. Analizar el impacto en ingresos históricos por actividades ordinarias de comercialización y distribución de CHEC S.A. E.S.P., por la reducción de la demanda y los excedentes de energía derivados de la incursión de autogeneradores y de generadores distribuidos en su área de cobertura.

4 MARCO CONCEPTUAL

Analizar el impacto de las energías renovables en una empresa de distribución de energía como CHEC refleja lo que acontece en el panorama nacional con las empresas del sector, en las que el monopolio acostumbrado se ve transformado por la fuerza emergente de cambio social, cultural, tecnológico y ambiental, en la medida en que la regulación va disponiendo los mecanismos para permitirles a los usuarios del servicio de energía conectarse al operador de red (OR) de manera fácil y sencilla. Esto como respuesta a las medidas adoptadas por el Gobierno, de incentivar y darle más impulso al desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica mediante fuentes de energía renovables no convencionales (FNCER), con el fin de migrar hacia una matriz energética cada vez más limpia, diversificada, competitiva y resiliente a la variabilidad climática del país (Arango, 2019).

CHEC (2019) participa en el sector de energía eléctrica como empresa filial del Grupo Empresarial EPM, en el cual tiene una participación accionaria del 80,08%, y presta sus servicios en las zonas urbanas y rurales de los departamentos de Caldas y Risaralda (excluyendo Pereira). Su mercado está representado por 500.137 clientes, de los cuales 377.531 son urbanos y 122.606 son rurales. Para este trabajo de grado es relevante la distribución de los segmentos que atiende la CHEC, ya que es donde se espera se dé el surgimiento y participación de autogeneradores o de generadores distribuidos, cuya composición es la siguiente: clientes residenciales, 453.503; clientes comerciales, 39.673; clientes sector oficial, gobierno, 4740; clientes del mercado no regulado, 1350; y clientes industriales, 871.

La cobertura del servicio de energía para CHEC abarca un 100% en las áreas urbanas y un 99,63% en las áreas rurales, lo que representa un gran potencial para integrar a su sistema eléctrico otras fuentes de energía tales como: biomasa, procedente del aprovechamiento de la materia orgánica e inorgánica formada en algún proceso biológico o mecánico, generalmente, de las sustancias que constituyen los seres vivos, o sus restos y residuos; solar fotovoltaica, entendida como la transformación directa de la radiación solar en electricidad; eólica, entendida como el aprovechamiento de la energía cinética de las masas de aire; geotermia, entendida como el aprovechamiento de las masas de vapor generados al interior de la tierra, entre otras. Estas opciones les propician a los clientes la posibilidad de producir y vender energía, incluso en pequeñas cantidades, pasando así de ser consumidores a prosumidores, que dejan como resultado un impacto en los negocios de comercialización y distribución, que es el elemento en el que CHEC basa sus principales ingresos en actividades ordinarias.

Según el Consejo Mundial de Energía (CHEC, 2019):

Colombia ocupa el puesto 49 en el contexto mundial en términos de sostenibilidad ambiental (75/100) y equidad energética (72/100). La seguridad energética es menor (64/100), debido en parte a una disminución en el almacenamiento de energía con el tiempo, más otros indicadores de seguridad han mejorado de manera consistente. A nivel mundial el lugar más bajo lo ocupa la renta variable, debido a los altos precios de la electricidad y el gas natural. (pp. 65-66)

Colombia se posiciona como uno de los países con mayor riqueza hídrica tanto a nivel global como de Latinoamérica. Por esta razón, en la actualidad, la matriz de generación de energía eléctrica del país está basada en un 70% en el recurso hídrico, lo que la hace una matriz limpia, compuesta por

recursos renovables tales como el agua, y menos contaminante que el común de las matrices energéticas a nivel mundial, al no tener en condiciones normales una alta dependencia de recursos fósiles, los cuales generan mayores emisiones de CO₂ a la atmósfera (Arango, 2019).

El 30% restante lo componen fuentes alternativas, teniendo en cuenta que la disponibilidad del recurso hídrico depende de eventos climatológicos como el Fenómeno de El Niño y el Fenómeno de La Niña. Por esta razón, Colombia ha definido unas políticas energéticas que buscan velar de forma permanente por el abastecimiento de la demanda de energía y que posibilitan la generación utilizando recursos fósiles como carbón, gas natural y gas licuado de petróleo, entre otros, que ante eventos de disminución de lluvias ayudan a compensar la menor generación de las grandes hidroeléctricas (Arango, 2019).

En 2019 se les asignaron obligaciones energéticas firmes de 1398 megavatios a proyectos de energía renovable de fuentes solares y eólicas no convencionales. Este mecanismo busca acercar los generadores a la demanda y promover la formación de precios eficientes que beneficien a los usuarios, y así lograr, en la matriz energética del país, pasar del 2% al 10% de participación en las fuentes renovables no convencionales (CHEC, 2019).

Entre los casos de éxito del uso de energías renovables en el mundo se encuentran países como Alemania, Noruega, Portugal, Costa Rica y Chile, entre otros, que han invertido en la transformación sostenible mediante el uso de recursos principalmente hídricos, eólicos y solares (Arango, 2019).

Para cumplir con estos objetivos, Colombia cuenta con políticas públicas como la *Ley 1715 de 2014* (Congreso de Colombia, 2014), que promueve el desarrollo y uso de fuentes de energía no

convencionales. Los desarrollos posteriores de esta ley confirman el compromiso con su implementación:

- *Resolución CREG 024 de 2015*, que regula la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional (CREG, 2015).
- *Resolución CREG 030 de 2018*, que monitorea las actividades de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida en el SIN (CREG, 2018a).
- *Resolución CREG 038 de 2018*, que regula la actividad de autogeneración en áreas no interconectadas (CREG, 2018b).
- *Proyecto de Resolución CREG 123 de 2018*, que establece los requisitos para conectar estos recursos a los sistemas (CREG, 2018c).
- *Ordenanza 2469 de 2014* (Presidencia de la República de Colombia, 2014) y *Ordenanza 348 de 2017* (Presidencia de la República de Colombia, 2017), que establecen pautas de política pública en autogeneración a gran escala y a pequeña escala, respectivamente.

En la tarea de descarbonizar la actividad económica del país se promulgó la *Ley 1964 del 11 de julio de 2019* (Congreso de Colombia, 2019), cuyo objetivo es introducir esquemas para promover el uso de vehículos eléctricos y de cero emisiones, para contribuir a la movilidad sostenible y a la reducción de contaminantes y gases de efecto invernadero.

En síntesis, el modelo tradicional de producción de energía grande, de arriba hacia abajo y distribuida centralmente, está siendo reemplazado por la generación de energía modular, orientada al consumidor y distribuida uniformemente. Además, las energías renovables ahora sirven para

fortalecer la confiabilidad y la capacidad de la red. La combinación de los beneficios económicos de las renovables con un bajo impacto ambiental apunta a que las energías renovables pasen de ser una fuente de energía aceptable a ser una de alta preferencia para nuevos consumidores.

La paridad de red se produce cuando una tecnología alternativa puede generar energía a un costo y nivel de rendimiento igual o menor que el de la electricidad generada a partir de métodos convencionales. De acuerdo con el *Informe de Sostenibilidad 2019* de CHEC (2019): “La energía solar y la eólica han alcanzado la paridad en precio y rendimiento en muchas regiones del globo, y las nuevas tecnologías continúan afinando su ventaja competitiva” (p. 71).

Un número cada vez mayor de empresas, ciudades y países están adoptando los objetivos de reducción de emisiones y los planes de acción climática para alcanzar el objetivo de limitar el aumento de la temperatura global.

Más de 100 ciudades de todo el mundo han informado que al menos el 70% de su producción de energía proviene ya de fuentes renovables, y más de 40 operan actualmente con electricidad 100% renovable. Cientos más se han comprometido a trabajar para alcanzar la meta de generación de energía basada solo en renovables y, al reconocer su impacto en el cambio climático, 158 empresas también se han comprometido a hacer cuanto antes esta transición (Mosquera, 2019).

Lograr el acceso universal a la energía es un componente crítico para enfrentar los desafíos del desarrollo global, y los cambios que se están produciendo en el mercado de la energía ofrecen una solución al problema. Las microrredes podrían representar la manera más rentable de llevar energía asequible y confiable a quienes viven actualmente sin ella. Los sistemas de energía limpia, modular

y renovable son ideales para muchas de las comunidades que no han podido beneficiarse de las formas convencionales de generación y entrega de energía (Mosquera, 2019).

Si bien la política a menudo obstaculiza el progreso, las nuevas tecnologías energéticas y los compromisos de grupos internacionales como el Banco Mundial y SEforALL (Sustainable Energy for All) están sentando las bases para proporcionar acceso a la energía a los países en desarrollo. Con sus métricas de rendimiento y costes cada vez mejores, podría esperarse que las energías renovables se desplieguen cada vez más para proporcionarles energía a las comunidades y regiones que durante mucho tiempo han carecido de ella (Mosquera, 2019).

Con base en el *Informe de Sostenibilidad 2019* de CHEC (2019):

La electrificación del transporte de personas y mercancías avanza rápidamente en lo que se refiere a la adopción hecha por particulares, y es de esperar que dé un buen salto hacia su expansión por sus bajas de precio y diversidad de ofertas. Además, es de esperar que otra tendencia energética se establezca a partir de realizar mayores inversiones en puntos de recarga para los automóviles (p. 72)

Colombia ha empezado a experimentar una transición hacia un nuevo paradigma energético caracterizado por cinco grandes tendencias:

- *Descarbonización*: diseñar sistemas que permitan disminuir la contribución al cambio climático y mejorar la resiliencia.
- *Descentralización*: integración de recursos energéticos distribuidos (DER) de generación y almacenamiento (energía solar fotovoltaica en techo, baterías, vehículos eléctricos, baterías móviles) instalados por los usuarios.

- *Digitalización*: macrotendencia derivada de las tecnologías de información que permiten nuevas formas de interacción entre personas, empresas y dispositivos.
- *Democratización*: facilitar la inclusión y la participación de las personas, con el fin de erradicar la pobreza energética y promover el empoderamiento de los ciudadanos sobre el futuro de su suministro energético para ser independientes o preferir energía limpia.
- *Desregularización*: cambios sociales y políticos que dan paso a nuevos actores y reglas de juego para incursionar en el mundo de la energía. (p. 73)

5 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

La herramienta metodológica para desarrollar la presente investigación es el estudio de caso, en el que se parte de analizar los siguientes aspectos relacionados con la regulación colombiana que promueven la implementación de energías renovables: generación a pequeña escala; DER; automatización de la red de distribución; infraestructura de medición avanzada; prosumidores, como nuevo agregado que determina la participación de la demanda en el nuevo esquema energético; movilidad eléctrica; requisitos regulatorios, y nuevos diseños de mercado. Estos aspectos serán analizados a partir de la expedición de resoluciones CREG, haciendo un especial énfasis en la *Resolución 030 de 2018*, por medio de la cual se regulan las actividades de generación a pequeña escala en el Sistema Interconectado Nacional (CREG, 2018), con el fin de determinar los aspectos que CHEC ha diseñado para integrar un potencial autogenerador de pequeña escala (AGPE) a su red distribución.

Una mirada al contexto internacional y a lo que ha sido tendencia en la transformación de la matriz energética de otros países, y en particular de DSO, como es el caso de la Corporación de Operador de Sistema Independiente de California (CAISO, por sus siglas en inglés *California Independent System Operator*), en Estados Unidos, y Energinet, en Dinamarca, así como Brasil y Chile en el contexto latinoamericano.

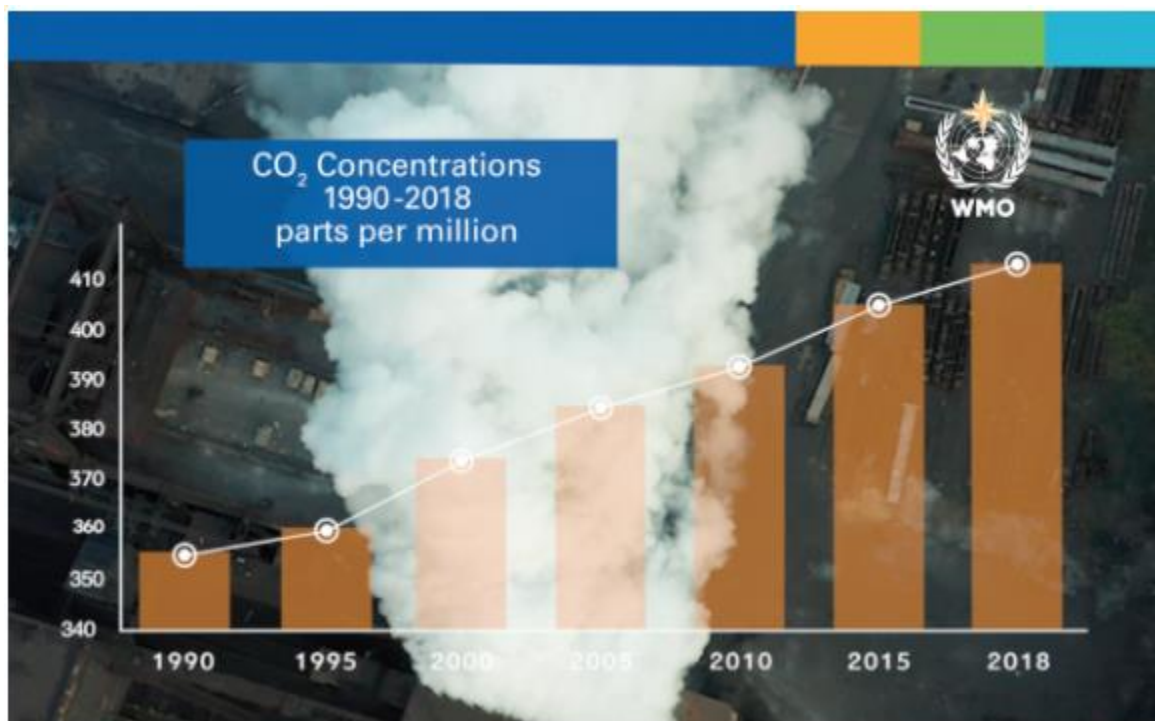
La determinación de las posibles consecuencias de la integración de autogeneradores a pequeña escala en el sistema eléctrico de CHEC se abordan a partir de la aplicación de la *Guía Metodológica para la Gestión Integral de Riesgos CHEC, versión 2* (CHEC, 2020), de CHEC y del Grupo EPM.

Para analizar el impacto en ventas de energía e ingresos por actividades ordinarias de comercialización y distribución de CHEC, se muestran escenarios de estimación de la participación del 25%, 50% y 75% de autogeneradores en los segmentos residencial, comercial e industrial de la red de CHEC, empleando la herramienta informática Qlik Sense para el tratamiento de los datos.

6 DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

6.1 CONTEXTO REGULATORIO Y NORMATIVO

Figura 1. Concentraciones de CO₂ entre 1990 y 2018 en partes por millón a escala mundial



Nota. World Meteorological Organization (WMO, 2019).

El indicador de concentraciones de CO₂ (figura 1) es considerado el punto de partida que en materia de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) vienen adoptando los países para definir políticas de adaptación y mitigación. Esta política de mitigación representa un cambio en la matriz energética, que ha impulsado la adopción de las FNCER, y se da como efecto del último gran acuerdo Global denominado *Acuerdo de París* (Naciones Unidas, 2015a), suscrito por la mayoría de países del mundo, entre ellos Colombia, y que tiene como objetivo: “Reforzar la respuesta

mundial a la amenaza del cambio climático, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza), en el que los compromisos de mitigación se extienden más allá del 31 de diciembre de 2020, fecha en la que finalizó el Protocolo de Kioto (Naciones Unidas, 1998).

De acuerdo con la Dirección Nacional de Planeación (DNP, 2017a):

Según el Escenario Central del World Energy Outlook (WEO) para 2040 el uso de carbón y petróleo solo crecerán a tasas del 0.4% 0.2% anual mientras que el gas lo hará al 1.5%, la energía nuclear al 2.3%, la energía hidroeléctrica al 18% y las Renovables al 6.9%. Estos pronósticos de un escenario conservador indican que sin duda se presentará un cambio en la matriz energética mundial que podrá ser más drástico en favor de las energías limpias si más países del orbe impulsan el uso de movilidad eléctrica en este período.

Colombia ocupa el quinto lugar en emisiones de GEI en Latinoamérica, después de Brasil, México, Argentina y Venezuela, y emite 84.092 kilotonnes de CO₂ (datos Banco Mundial), correspondientes al 0,46% del total de emisiones GEI. Al respecto, el país ha venido asumiendo cada vez con más seriedad el compromiso de disminuir el indicador, bajo la premisa de aportarle así a un problema global que afecta a toda la humanidad y en el que solo será posible reducir el impacto del cambio climático en el futuro si todos los países contribuyen a este esfuerzo. (p. 13)

De acuerdo con el *Mapa Energético de Colombia 2019-2050* desarrollado por la UPME (2019a), en la perspectiva del escenario 266, la reducción de emisiones alcanza un 22% mayor que el compromiso suscrito entre la denominada Conferencia de las Partes (COP 21), de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC).

IncurSIONAR con energías limpias en la matriz energética del país es posible a partir de un esquema regulatorio, cuyos beneficios se vayan materializando en la medida en que las FNCER no solo desplacen a tecnologías convencionales que utilizan combustibles fósiles, sino que mejoren la regulación de las energías renovables convencionales y alcancen una mayor participación en la matriz energética. Adicionalmente, las FNCER, como industria en fase de desarrollo, aún no han alcanzado la madurez tecnológica al encontrar barreras de orden económico, técnico, normativo e institucional para incorporarlas a los sistemas y mercados energéticos de múltiple naturaleza.

Para diseñar políticas energéticas, reglamentar, planificar, regular, controlar, asesorar y administrar se crea un marco institucional del sector eléctrico colombiano (figura 2). En dicho marco se resalta la participación de organismos encargados de dichas tareas acorde a la fase 1.0 de la matriz de la evolución económica centrada en el Estado: mercantilismo, capitalismo de Estado y conocimiento tradicional basado en las necesidades (Scharmer & Käufer, 2015). En este marco, el salto a la fase 4.0, para dar paso al futuro emergente, debe estar centrado en una naturaleza ecosistémica y de bienes comunes, que promueva las tecnologías centradas en las necesidades del ser humano, con acceso compartido a servicios y recursos comunes y a consumo colaborativo consciente, cocreativo, que promueva la tercera revolución industrial: la de energías renovables e informática (Scharmer & Käufer, 2015).

Figura 2. Marco institucional del sector eléctrico colombiano



Nota. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG, 2021).

A continuación, se presenta algunos aspectos del marco institucional del sector eléctrico colombiano (C. Chaín, comunicación personal, 21 de julio, 2016):

El mercado spot sin actualizaciones.

El mercado de capacidad sin ajustes.

El mercado de contratos sin ajustes.

Las propuestas regulatorias en transmisión y distribución.

La incipiente incorporación de nuevas tecnologías (redes y medidores inteligentes, Proyecto de Resolución CREG 131 de junio 25 de 2020).

La lentitud en la incorporación de energías renovables no convencionales.

La férrea regulación del mercado minorista y el estatismo en la desregulación del mercado.

La ausencia de autocrítica a nivel de todas las autoridades sectoriales.

El funcionamiento de la CREG. (diap. 44)

Lo anterior, según Scharmer y Käufer (2015), sitúan el marco institucional del sector eléctrico colombiano en la fase 1.0 dentro del concepto de matriz de evolución económica.

El marco regulatorio que rige la generación de energía eléctrica en Colombia fue establecido en la *Ley 142* (Congreso de Colombia, 1994a) y la *Ley 143* (Congreso de Colombia, 1994b), y ha sido desarrollado por la CREG en cumplimiento de sus funciones. Adicionalmente, la *Ley 1715 de 2014* (Congreso de Colombia, 2014) contempla numerosas políticas para fomentar el uso de las FNCER y la eficiencia energética en el país, y un paquete importante de incentivos económicos. En general, se ha procurado que la regulación aplique de manera genérica, independientemente de las fuentes de energía que se utilicen; sin embargo, en la práctica ha estado orientada hacia las fuentes de energía convencional, en particular hacia la generación hidráulica y térmica, y contempla disposiciones que en varios casos aplican a determinadas tecnologías específicas.

En el caso de las energías renovables, se tiene el siguiente marco de acción desde el punto de vista regulatorio, que desde su concepción hasta el momento actual le ha dado vía libre a un mercado distribuido de energía, con una mayor participación de prosumidores y una red automatizada de energía, y que continuará abriendo mayores posibilidades. Esta red, mirada desde la perspectiva de EaaS, pasa entonces a verse como un servicio de múltiples soluciones, dinámico, participativo y autocontrolado, en el que el concepto unidireccional bajo el cual se creó el esquema de prestación del servicio pasa a ser multidireccional. Para llegar al escenario actual se ha construido una senda regulatoria, de igual forma acompañada de una serie de documentos que son el resultado de estudios o proyectos realizados por diferentes instituciones gubernamentales y gremios de los subsectores relacionados, entre los cuales se encuentran: UPME, con nueve de los veinte estudios

revisados, DNP, MME. MADS, organismos internacionales como el BID, UN, PNUD y gremios como Acolgen, Andesco, y SER, entre otros, y que se enumeran a continuación:

- *Decreto - Ley 2811 de 1974*: el numeral 6 del artículo 3 de este decreto, “por el cual se dicta el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente”, señala entre los recursos naturales renovables, las fuentes primarias de energía no agotables, que, de conformidad con lo establecido en el artículo 167, corresponde a las provenientes de energía solar, eólica, la contenida en el mar y recursos geotérmicos (Presidencia de la República, 1974).
- *Ley 99 de 1993*: en primera instancia, el numeral,1 del artículo 1 de esta ley, “por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones”, señala que el proceso de desarrollo económico y social del país se orientará según los principios universales y del desarrollo sostenible contenidos en la Declaración de Río de Janeiro de junio de 1992 sobre Medio Ambiente y Desarrollo, entre los cuales vale la pena resaltar los principios 1, 4, 88 Y9, por su incidencia frente a la búsqueda del desarrollo sostenible y la protección del ambiente (Congreso de Colombia, 1993).
- *Ley 164 de 1995*: el artículo 12 de esta ley, “por medio de la cual se aprueba la ‘Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático’, hecha en Nueva York el 9 de mayo de 1992”, se refiere a los proyectos de reducción u absorción de los gases efecto de invernadero en el marco del mecanismo de desarrollo limpio MOL (Congreso de Colombia, 1995).

- *Ley 697 de 2001*: esta ley, “mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, URE, promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones”, señala en su artículo 1, el interés nacional por promover el uso de energías no convencionales de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales, y también crea el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales (PROURE) (Congreso de Colombia, 2001).
- *Decretos Reglamentarios 3683 de 2003* (Ministerio de Minas y Energía, 2003) y *2501 de 2007* (Ministerio de Minas y Energía, 2007), por medio de los cuales se dictan disposiciones para promover prácticas con fines de uso racional y eficiente de energía y se definen algunos lineamientos.
- *Resolución 180609 de 2006*, por la cual se definieron los subprogramas que hacen parte del PROURE (Ministerio de Minas y Energía, 2006). Posteriormente, y ante la necesidad de adoptar un plan de acción indicativo 2010-2015 para desarrollar el programa, se expidió la *Resolución 180919 de 2010* (Ministerio de Minas y Energía, 2010).
- *Ley 1083 de 2006*: esta ley, “por medio de la cual se establecen algunas normas sobre planeación urbana sostenible y se dictan otras disposiciones”, reseña la relación entre los combustibles limpios, la salud y el medio ambiente. En el inciso segundo del párrafo del artículo 1, prescribe como combustibles limpios, entre otros, aquellos que están basados en el uso de energía solar, eólica mecánica, etc. (Congreso de Colombia, 2006).
- CORPOEMA – UPME. 2010. Formulación de un Plan de Desarrollo para Fuentes de Energía No Convencionales en Colombia (PDFNCE). (UPME, 2010a).

- UPME. 2010. PROURE 2010–2014. Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes no convencionales. (UPME, 2010b).
- *Ley 1665 de 2013*: ley, “por medio de la cual se aprueba el ‘Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena)’” (Congreso de Colombia, 2013), aprobado en Bonn, Alemania, el 26 de enero de 2009.
- UPME (2013). Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del Sector energético colombiano frente al cambio climático.
- *Decreto 2469 de 2014* (Presidencia de la República, 2014) y *Decreto 348 de 2017* (Presidencia de la República, 2017), que establecen pautas de política pública en autogeneración a gran escala y pequeña escala, respectivamente.
- *Ley 1715 de 2014*: esta ley, “Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional (Congreso de Colombia, 2014).
- UPME (2015a). Integración de Energías Renovables No Convencionales en Colombia (UPME, BID)
- UPME (2015b). Hoja de Ruta del Sector Minero - Energético para la adaptación al Cambio Climático.
- UPME (2015c). *Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050*.
- UPME (2015d). Mapas de ruta para la materialización de dos objetivos energéticos.

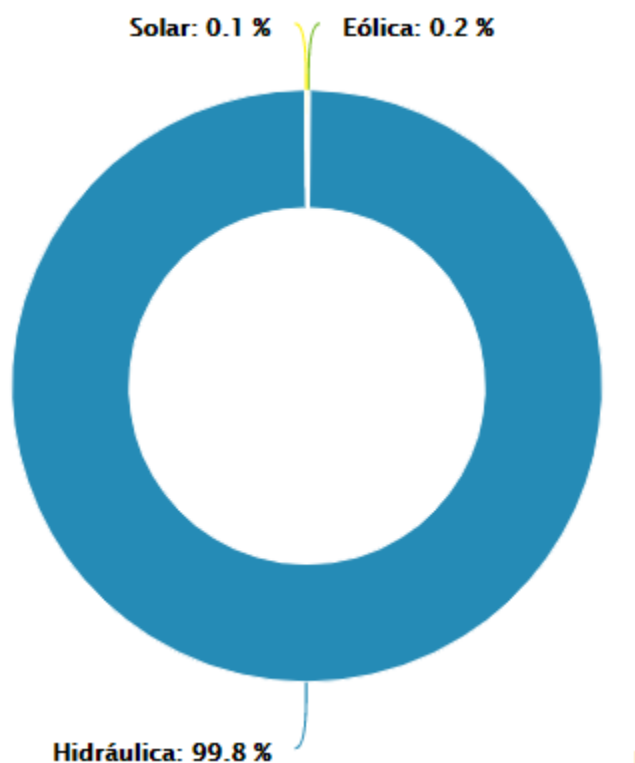
- Resolución CREG 024 de 2015 que regula la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional.
- UPME (2015e). Elaboración de requisitos técnicos y recomendaciones reglamentarias para la incorporación de generación eólica al Sistema Interconectado Nacional en Colombia.
- Naciones Unidas (2015b). *Agenda de Desarrollo Sostenible 2030 y sus 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)*.
- MADS (2015). Documento de soporte de la Contribución Prevista y Nacionalmente Determinada (INDC) de Colombia. (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2015).
- MME – UPME (2016). Plan Indicativo de Eficiencia Energética 2016-2021.
- DNP (2017). Revisión de Propuestas y Alternativas de Incorporación de Fuentes de Energía Renovable No Convencionales en el Mercado de Energía Mayorista – Producto 5.
- DNP (2017b). Evaluación de Potencial de Crecimiento Verde para Colombia.
- MME (2016). Propuesta de Política de Eficiencia Energética para Colombia (MME, UPME).
- UPME (2016a). Smart Grids Colombia Visión 2030: Mapa de Ruta para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia (UPME, BID, MME, MINTIC).
- UPME (2016b). Plan de Expansión de Referencia para Generación Transmisión 2016-2030

- CREG. 2016. Documento 161 Alternativas para la integración de FNCER a parque generador
- SER. 2017. Alternativas para la inclusión de FNCER en la matriz energética colombiana
- Resolución CREG 038 de 2018 que regula la actividad de autogeneración en áreas no interconectadas.
- Resolución CREG 030 de 2018 que monitorea las actividades de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida en el SIN.
- Resolución CREG 123 2018 que establece los requisitos para conectar estos recursos a los sistemas.
- Resolución CREG 131 de 2020. Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN (CREG, 2020a).
- Resolución 137 de 2020. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se define la fórmula tarifaria general para establecer la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas” (CREG, 2020b).

En el caso de las FNCER, en 2014 se expidió la *Ley 1715* (Congreso de Colombia, 2014), que busca incentivar el uso de las fuentes renovables y la eficiencia energética; sin embargo, a nivel del funcionamiento del sistema eléctrico no existe una regulación específica para estas fuentes, con excepción de algunos temas puntuales, tales como el cálculo de energía firme para el cargo

por confiabilidad. Esto también se explica por la escasa penetración que hasta el momento tienen dichas fuentes en la generación de energía, tal como se indica en la figura 3.

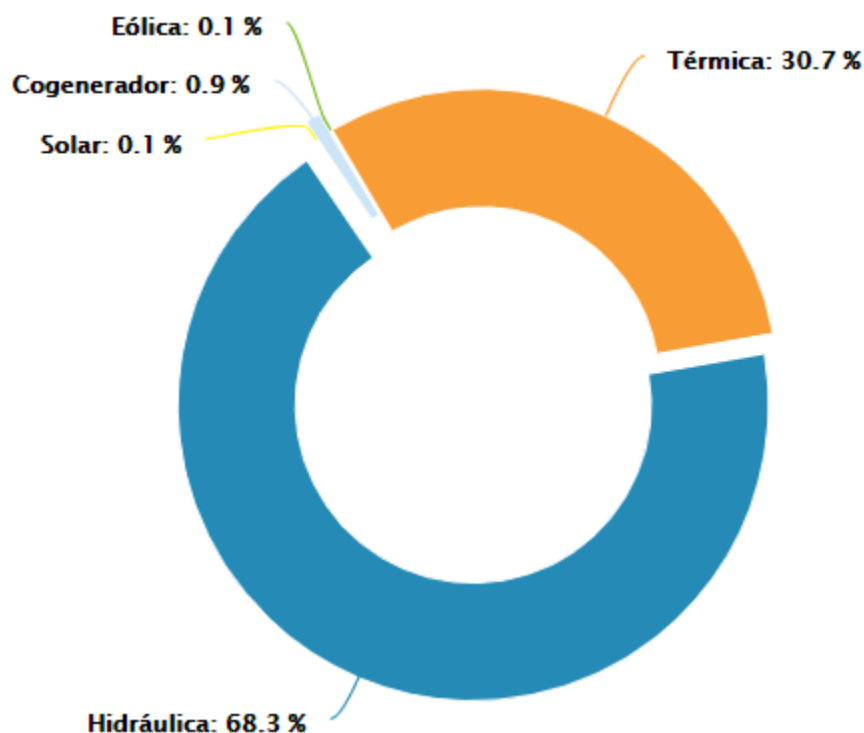
Figura 3. *Participación de renovables en la matriz eléctrica de Colombia*



Nota. ACOLGEN (2021)

Según la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (Acolgen), la capacidad instalada en Colombia, teniendo en cuenta todas las fuentes, viene dada según se aprecia en la figura 4.

Figura 4. *Distribución fuentes combustibles y renovables en la matriz eléctrica de Colombia*



Nota. ACOLGEN. Capacidad Instalada en Colombia. Todas las Fuentes. (2021)

Como se observa en las figuras 3 y 4, la matriz de generación eléctrica colombiana muestra un alto componente de energías renovables, tomando en cuenta que cerca del 70% de la capacidad instalada es hidroeléctrica; sin embargo, las FNCER solo representan una porción muy pequeña en la matriz eléctrica.

A pesar de su baja participación en el mercado de energía, estudios de la UPME y otras entidades han identificado potenciales energéticos importantes de recursos renovables no convencionales en el país, incluyendo solar, hidroenergético y eólico. A continuación, se resaltan algunos de ellos:

La UPME publicó en 2015 el *Atlas del Potencial Hidroenergético en Colombia* (UPME, 2015f); en 2006, elaboró el *Atlas de Viento y Energía Eólica en Colombia* (UPME, 2006), y en 2005, el

Atlas de radiación Solar en Colombia (UPME, 2005). En el caso de la geotermia, en los años 70 se hicieron estudios, sin resultados, de posibles proyectos; no obstante, en los últimos años se identificó un potencial de 2210 MW de generación geotérmica, de los cuales no se ha desarrollado ningún proyecto. El más avanzado, en términos de exploración directa, es el Proyecto Geotérmico del Macizo Volcánico del Ruiz, desarrollado por Isagen (DNP, 2017a). Este potencial de recurso es comparable con el de países que actualmente tienen mayor penetración de FNCER, o es incluso más atractivo.

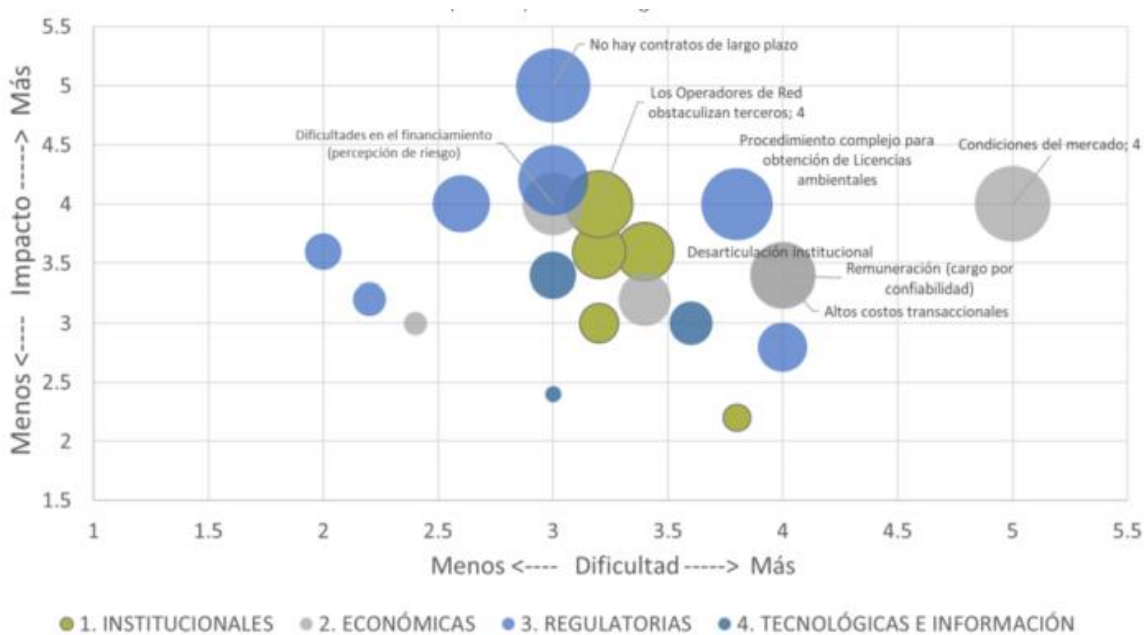
Lo anterior se suma al anuncio que se hiciera desde la UPME (2019b), a través del comunicado de prensa 05 de 2019: “Día histórico para las energías renovables en Colombia: por primera vez, la energía del sol y del viento llegará, a precios más bajos, a los hogares colombianos”, en el que se señalan los siguientes beneficios:

- Colombia entró a la revolución mundial de las energías renovables.
- En un año, el país superó la meta de incorporación de fuentes no convencionales de energías renovables, pasando de menos de 50 megavatios a más de 2.200 megavatios de capacidad instalada para el año 2022.
- Con la primera subasta de energías renovables no convencionales, el país multiplicará por 40 veces la capacidad actual de generación eléctrica a partir de fuentes como la solar y eólica.
- Tras su participación en la subasta, 22 empresas comercializadoras aseguraron la compra de energía a largo plazo por \$95 pesos promedio kilovatio-hora, cerca de \$50 pesos por debajo del promedio actual del costo de generación en contratos bilaterales.

- La subasta asignó responsabilidades a 7 empresas generadoras con 8 proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables: 5 eólicos y 3 solares.
- Con una mayor participación de energías renovables no convencionales, Colombia avanza en la diversificación de su matriz energética y aumenta su resiliencia ante eventos de variabilidad climática como el Fenómeno de El Niño (2019).

No obstante lo anterior, se han identificado algunas barreras a las soluciones propuestas, de tipo económico, regulatorio, tecnológico e institucional (figura 5 y tabla 1).

Figura 5. Barreras para la utilización de las FNCER en Colombia



Nota. DNP (2017a). Energy Supply Situation in Colombia.

Tabla 1. *Identificación de barreras*

Tipo de barrera	FNCER	EE
Institucional	<ul style="list-style-type: none"> * Factores regulatorios e institucionales, esquemas en torno a lo convencional. * Desarticulación entre sectores. 	Desarticulación entre el sector energía y el sector TIC.
Económica	<ul style="list-style-type: none"> * Altos costos de inversión y dificultades de financiamiento. * Externalidades que no son valoradas e internalizadas 	Mayores costos.
Regulatoria	<ul style="list-style-type: none"> * Las distorsiones en los precios de mercado ocasionadas por subsidios en los energéticos y servicios públicos, que dificultan las condiciones para implementar estos proyectos. * Barreras de mercado, reglas ajustadas a fuentes convencionales. * Competencia imperfecta, fuertes oligopolios basados en fuentes convencionales. * Incertidumbre para entrega de excedentes de pequeña escala * Incetidumbre para requisitos de conexión de autogeneradores de pequeña escala. * Licenciamiento ambiental y consultas previas de los proyectos 	<ul style="list-style-type: none"> * Definición del esquema tarifario (premia a la ineficiencia en el consumo energético y no hay regulación en tarifa diferenciada). * Incertidumbre para la remuneración de activos de Redes Inteligentes. * Remuneración de activos no eléctricos. *Determinación de vida útil de algunos activos, determinación de los costos de AOM, no hay incentivos para su optimización. * Determinación de cargos monomios. * Límite para el plan de inversión en innovación. * Barreras con la actividad a escala de comercialización.

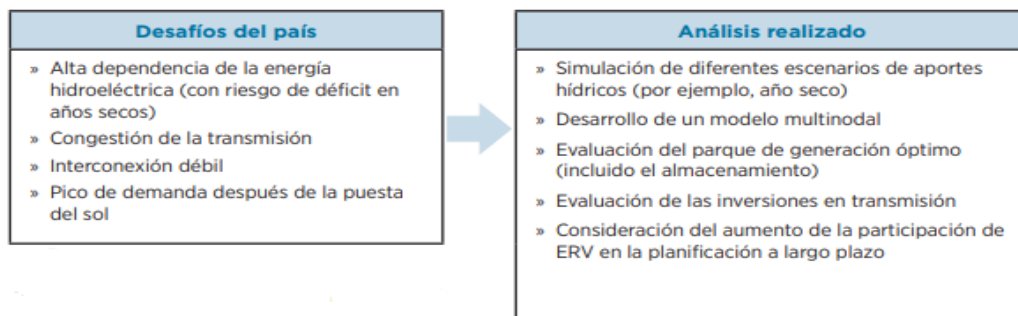
Tipo de barrera	FNCER	EE
Tecnológica	<ul style="list-style-type: none"> * Intermitencia. * La falta de personal humano capacitado dificulta la promoción, formulación, evaluación e implementación de los proyectos. Incentivos erróneos, subsidios a fuentes convencionales. Prejuicio tecnológico, inclinación por tecnologías convencionales. 	<ul style="list-style-type: none"> *Incertidumbre para entrega de excedentes de pequeña escala. *Incertidumbre para requisitos de conexión de auto generadores de pequeña escala.
Otras	<ul style="list-style-type: none"> * Falta de información en torno a recursos renovables. * Mayores costos transaccionales, investigación, negociación, ejecución. * Acceso a la infraestructura industria no electro-intensiva. 	<ul style="list-style-type: none"> * Falta de divulgación del conocimiento en términos de EE hacia los usuarios finales de la red (sector residencial y edificaciones), industria no electro-intensiva.

Nota. Elaboración propia, a partir de DNP (2017a), Energy Supply Situation in Colombia.

Por otro lado, en los últimos años la tendencia decreciente en los costos de generación con FNCER a nivel internacional ha despertado un gran interés por impulsar la participación de dichas tecnologías en el mercado de energía del país, tanto por parte de inversionistas interesados en estructurar proyectos como por parte de las autoridades del sector, para adoptar medidas para su viabilización, y que estos participen en la expansión del parque de generación. De lo anterior, se deduce que existen condiciones propicias para el desarrollo de proyectos de FNCER en el país y para su integración al mercado de energía.

En este sentido, en el caso de estudio *Evaluación de la Flexibilidad del Sistema Eléctrico Colombiano* desarrollado por IRENA (2018) se resumen los principales hallazgos. En la figura 6 se muestran tanto los principales desafíos identificados antes de comenzar el análisis como los análisis realizados para hacerles frente a estos desafíos.

Figura 6. Principales desafíos del sistema eléctrico colombiano



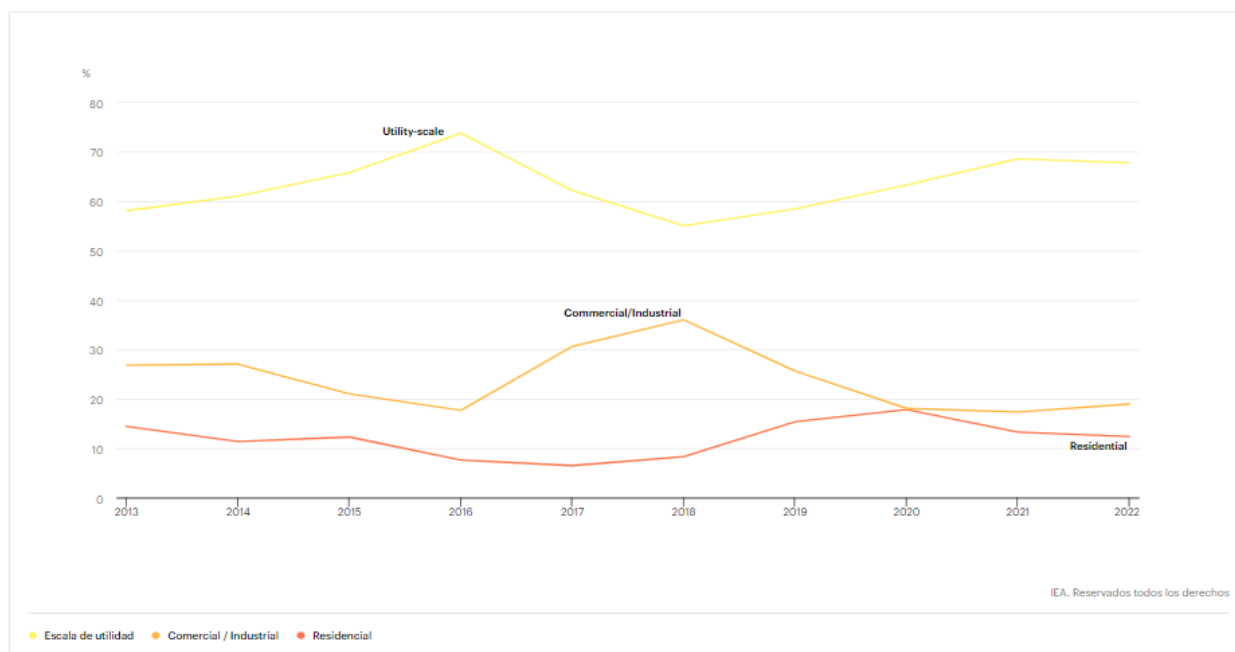
Nota. IRENA (2018). Principales Desafíos del Sistema Eléctrico Colombiano

El reporte de IEA (DNP, 2017a) indica que los precios de proyectos otorgados mediante esquemas de mercado tipo subastas proyectados para 2020 presentan comportamiento de precios de 30 USD/MWh para energía eólica, y ligeramente por encima para energía solar fotovoltaica, llegando así a precios altamente competitivos con tecnologías tradicionales. Este reporte también indica que

el mecanismo de subasta acompañado con esquemas de contratación de largo plazo es lo que cada vez más se está utilizando en muchos países, alejándose de esquemas altamente subsidiados de la década pasada. En esta línea, Colombia debería aprovechar esta reducción de costos a escala internacional para facilitar esquemas de mercado competitivos, con subastas y contratación de largo plazo que permitieran una mayor penetración de las FNCER.

Tal como lo estima IEA se pronostica que las adiciones fotovoltaicas distribuidas a nivel mundial serán un 8% más bajas en 2020 que en 2019, ya que la incertidumbre económica actual cambia las prioridades financieras tanto de los individuos como de las pequeñas y medianas empresas en algunos países. Menos adiciones fotovoltaicas distribuidas en mercados clave como Estados Unidos, la Unión Europea, India y Japón marcan la tendencia global. Por el contrario, los generosos incentivos de política impulsan un auge del mercado residencial en China y estimulan la actividad del mercado comercial en Brasil a pesar de la pandemia (figura 7) (IEA 2020).

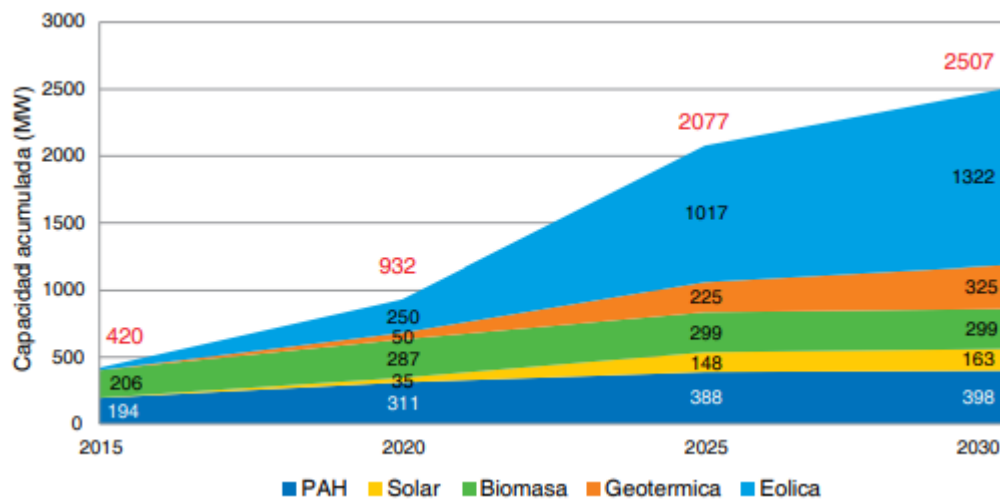
Figura 7. Porcentaje de adiciones de capacidad neta de energía solar fotovoltaica por segmento de aplicación, 2013-2022



Nota. International Energy Agency (IEA, 2020)

De acuerdo con la figura 8, la capacidad de generación con FNCER interconectada al SIN para 2020 incrementaría al orden de 932 MW, en tanto que para 2025 se contaría con 2077 MW y para 2030 se habrían alcanzado 2507 MW, que de asumirse una capacidad total instalada del SIN del orden de 20 GW para entonces (año 2030) representaría una participación del 12,5% de FNCER en términos de capacidad instalada (UPME, 2016c).

Figura 8. Evolución prevista del parque de generación de Colombia, 2015-2030



Nota. UPME (2015a). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia

Con la entrada en operación de proyectos de FNCER se generan beneficios de implementación, siendo los más importantes los ambientales, económicos y energéticos.

Los principales beneficios ambientales se enfocan en la reducción de emisiones de CO₂. Si bien varios estudios coinciden en que particularmente para la matriz eléctrica las emisiones no son un *driver* crítico debido a la gran participación de recurso hídrico y bajo factor de emisiones global, este beneficio es mucho mayor al hablar de otros usos energéticos y de las alternativas de eficiencia energética particularmente en transporte, así como de los beneficios de la movilidad eléctrica.

El *Plan de Expansión* de la UPME (2016b) para el beneficio económico crea escenarios en los cuales se refleja una reducción del precio marginal por la participación de las FNCER en la canasta eléctrica. En general, con la reducción de costos de estas tecnologías que ya pueden ser competitivas puede profundizarse la competencia en el mercado eléctrico, se pueden lograr contratos en el largo plazo con precios competitivos y puede aumentar el número de agentes que

participan, que así crean mejores condiciones de mercado y, por tanto, optimizan la formación de precios (DNP, 2017); además, la diversificación también puede reducir los precios en períodos de hidrología crítica.

Como principal beneficio energético se identifica la diversificación de la matriz energética. La mayoría de los estudios coinciden en que el aprovechamiento de otros recursos y tener una matriz tanto eléctrica como energética más diversa representan un gran beneficio energético, en términos de seguridad del suministro con fuentes locales; pero, sobre todo, en reducción de la vulnerabilidad ante el cambio climático, al depender no solo del recurso hídrico, que además contribuye a obtener otros beneficios, tales como menor vulnerabilidad, menores emisiones y mayor competencia en el mercado entre otros.

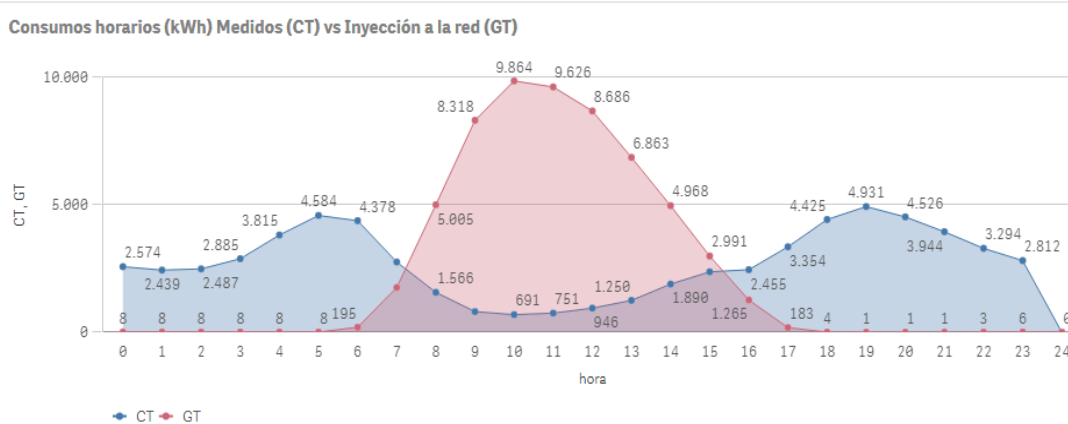
La implementación de eficiencia energética (UPME, 2015c) y de redes inteligentes (UPME, 2016a), incluyendo la generación distribuida, plantean importantes beneficios en reducción y eficiencia de la demanda, aplanamiento de la curva de carga, optimización y aplazamiento de inversiones en redes de distribución y transmisión y reducción de pérdidas.

6.1.1 Participación de la demanda el caso CHEC

La *Ley 1715 de 2014* (Congreso de Colombia, 2014) plantea la participación de la demanda dentro de la gestión eficiente de la energía. Esta participación puede darse en diferentes formas, ya sea, por ejemplo, mediante usos eficiente de la energía o mediante optimización de consumos en relación con las horas pico y valle del sistema. Igualmente, cuando el usuario se convierte en un prosumidor pasa de ser un usuario pasivo a uno activo (figura 9). Todos estos aspectos que hoy se facilitan por la tecnología disponible tanto de fuentes de generación como de redes inteligentes y

telecomunicaciones plantean retos importantes para la evolución y modernización de los sistemas de distribución. Asimismo, la ley no habla de medidas específicas, pero sí de que la reglamentación y la regulación deberán ofrecer mecanismo para una participación más activa de la demanda, además de todo el trabajo en política que ha desarrollado en eficiencia energética.

Figura 9. Curva típica de demanda de autogenerador de la red de CHEC



Entre las disposiciones y los lineamientos de política que contiene la *Ley 1715* (Congreso de Colombia, 2014) se destacan los siguientes:

1. En el artículo 5°. se define claramente el significado de términos tales como cogeneración, energías por tecnología, eficiencia energética, fuentes convencionales y fuentes no convencionales de energía, contador bidireccional, generación distribuida, respuesta de la demanda, entre otras, las cuales son básicas para determinar el alcance de la Ley y de las políticas específicas que de esta se deriven (Congreso de Colombia, 2014).
2. En el artículo 6°. se definen las competencias administrativas de las entidades de gobierno con respecto a la Ley:

a. Al Ministerio de Minas, se le asignó la responsabilidad de expedir los decretos reglamentarios que definan los lineamientos de política energética en lo relacionado con generación con FNCER en las Zonas No Interconectadas, la entrega de excedentes de autogeneración a pequeña y gran escala al SIN, la conexión y la operación de la Generación Distribuida, y el funcionamiento del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Energética. Igualmente, le asigna la tarea de expedir los reglamentos técnicos para la generación con FNCER, normas de etiquetado de aparatos eléctricos y participar en la elaboración de planes de fomento a las FNCER, entre otras (Congreso de Colombia, 2014).

b. A la CREG se le ordena establecer los procedimientos de conexión, operación y comercialización de la autogeneración distribuida y se le ordena que estos procedimientos deben ser simplificados para autogeneradores con excedentes menores a 5 MW. También deberá establecer la regulación para incentivar la respuesta de la demanda y la mejora de la eficiencia energética en el SIN (Congreso de Colombia, 2014).

c. La UPME deberá mantener actualizado el listado de FNCER, definir el límite máximo de autogeneración a pequeña escala y hacer la divulgación masiva sobre la autogeneración a pequeña escala y la eficiencia energética (Congreso de Colombia, 2014).

d. El Ministerio de Hacienda y Crédito Público deberá otorgar subvenciones para el fomento y la investigación de las FNCER a universidades, ONG y fundaciones sin ánimo de lucro que adelanten proyectos en este campo avalados por Colciencias (Congreso de Colombia, 2014).

e. Al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible se le ordena, entre otros aspectos, evaluar los beneficios ambientales con respecto a las FNCER y establecer los procedimientos para la

expedición de la certificación de beneficios ambientales para el otorgamiento de los beneficios tributarios por el uso de las FNCER (Congreso de Colombia, 2014).

f. Al ANLA, se le ordena establecer un ciclo de evaluación rápido para proyectos de redes, de FNCE, de autogeneración, generación distribuida y de eficiencia energética que conlleven beneficios ambientales (Congreso de Colombia, 2014).

g. Las Corporaciones Autónomas Regionales deberán apoyar el impulso de los proyectos de FNCE y establecer igualmente un ciclo rápido de evaluación de proyectos que tengan impactos ambientales positivos (Congreso de Colombia, 2014).

3. En el artículo 7°. Promoción de la autogeneración a pequeña y gran escala y la generación distribuida: se autoriza a los autogeneradores la posibilidad de entregar excedentes y se ordena regular lo referente a la entrega de estos a la CREG. Para los autogeneradores a pequeña escala, los excedentes se reconocerán mediante un esquema de medición bidireccional. Se define que la remuneración de la energía producida por generación distribuida debe tener en cuenta los beneficios que esta le trae a la red (pérdidas, reactivos, etc.). Los autogeneradores podrán negociar los créditos de energía que se establecen en la Ley (Congreso de Colombia, 2014).

4. En el artículo 9°. se establece un programa de sustitución de Diésel en las ZNI, incentivando el uso de FNCE y acciones específicas de eficiencia energética en estas zonas (Congreso de Colombia, 2014).

5. En el artículo 10°. se crea el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE, reglamentado mediante Decreto Presidencial No.1543 del 16 de septiembre de 2017), con el propósito de financiar proyectos de FNCE y eficiencia energética. Los recursos

de este fondo provendrán de recursos de la Nación, entidades públicas y privadas, así como de organismos internacionales o multilaterales. Se podrán financiar, entre otros, proyectos dirigidos al sector residencial de estratos 1, 2 y 3 para autogeneración de pequeña escala o para mejoras de eficiencia energética (Congreso de Colombia, 2014).

6. En el artículo 11°. se crean los siguientes incentivos tributarios: reducción de la renta anual de hasta el 50% de la inversión realizada en FNCE durante los primeros cinco años después de realizada la inversión. Se excluyen del IVA los equipos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la preinversión o inversión en FNCE, así como a la medición y evaluación de los potenciales recursos de FNCE. Igualmente, los anteriores ítems estarán exentos de arancel cuando sean importados y no haya producción nacional. La actividad de generación con FNCE será beneficiaría del sistema de depreciación acelerada, a una tasa no mayor al 20% anual (Congreso de Colombia, 2014).

7. en el artículo 13°. se establecen algunas medidas de promoción para la energía procedente de la biomasa forestal, se definen las repoblaciones forestales energéticas, se establece la necesidad de promover la utilización de la biomasa agrícola y la energía de residuos (Congreso de Colombia, 2014).

8. En el artículo 19°. se señalan acciones para la promoción de la energía solar, la energía eólica, energía geotérmica, pequeñas centrales hidroeléctricas y energía de los mares (Congreso de Colombia, 2014).

9. En el artículo 24°. se plantea la necesidad de formación de capital humano capacitado en el desarrollo de proyectos de FNCE (Congreso de Colombia, 2014).

10. En el artículo 25°. se definen lineamientos en cuanto a la cooperación internacional en materia de FNCE (Congreso de Colombia, 2014).

11. En el artículo 26°. se definen lineamientos en cuanto al desarrollo y promoción del uso eficiente de energía, en particular en cuanto al contenido del Programa de Uso racional y Eficiente de Energía y demás formas de energía no convencionales (PROURE) (Congreso de Colombia, 2014).

12. En el artículo 30°. se establecen lineamientos de eficiencia energética en edificios públicos, para lo cual el gobierno nacional y el resto de las administraciones públicas deberán definir metas y objetivos a cumplir en un horizonte de 10 años (Congreso de Colombia, 2014).

13. En el artículo 31°. se define que la CREG debe reglamentar lo relacionado con los mecanismos que permitan la respuesta de la demanda para una utilización más eficiente de la energía (Congreso de Colombia, 2014).

14. En el artículo 42°. se establecen mecanismos y acciones para el fomento a la investigación en el ámbito de las FNCE y de la eficiencia energética (Congreso de Colombia, 2014).

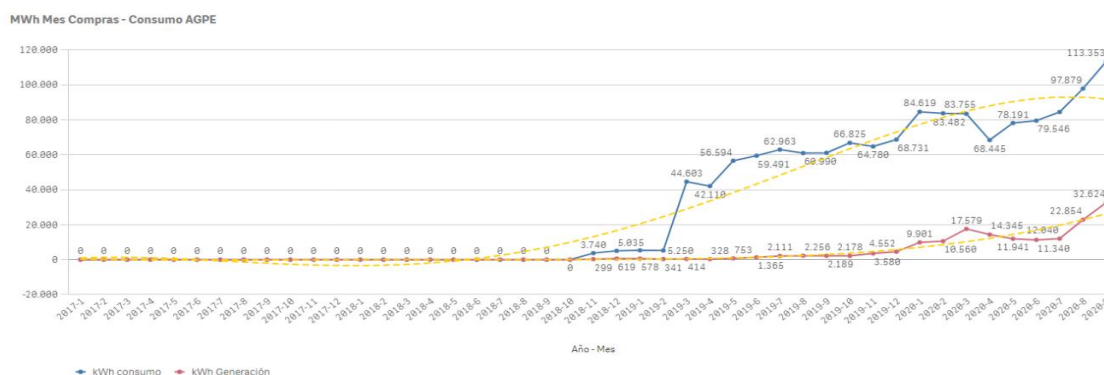
15. En el artículo 45°. se establece que cada cuatro años se hará una evaluación del cumplimiento de las políticas definidas en la Ley (Congreso de Colombia, 2014).

Como se observa en la relación anterior, la *Ley 1715* (Congreso de Colombia, 2014) contempla numerosas políticas de diverso tipo para fomentar el uso de las FNCE y la eficiencia energética en el país, y un paquete importante de incentivos económicos. En general, sus disposiciones están alineadas con los instrumentos que se usan a nivel internacional para la promoción de las FNCE,

y con base en ella las autoridades sectoriales están facultadas para diseñar, adoptar y reglamentar diversos mecanismos de incentivos a las energías renovables no convencionales.

En diversos estudios se proponen medidas para tener una participación más activa de la demanda; como primera medida, la regulación, para facilitar la medición bidireccional, dado que con el esquema actual centralizado la energía solo fluye en una dirección y los medidores actuales son unidireccionales. Con la penetración de fuentes de generación para autoconsumo y para los autogeneradores de pequeña escala (AGPE) instaladas en los centros de consumo, un usuario puede no solo tener flujos en las dos direcciones, sino que en determinado momento puede entregar energía a la red, y en determinado momento recibir energía de la red. Para esto se requiere una medición bidireccional que permita contabilizar estos flujos. Esta medición bidireccional es un primer paso en la medición inteligente, que incluye también aspectos tales como telemedición, control remoto, señales de tarificación horaria y desconexión voluntaria o automática, entre otros aspectos, tales como la infraestructura de medición inteligente.

Figura 10. *Energía exportada versus energía importada de los AGPE a la red de CHEC*



Nota. Elaboración propia, a partir de bases de datos de CHEC (2020).

6.1.2 Implementación de la *Resolución CREG 030 de 2018* en CHEC

La *Resolución CREG 030 de 2018*, que monitorea las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el SIN, establece políticas relacionadas con la importancia de una reglamentación eficiente y articulada, en particular para la venta de excedentes, al igual que con aspectos operativos y comerciales (figura 10). A partir de ello, se determina el enfoque de las condiciones para la integración que viene dando CHEC en materia de AGPE (CREG, 2018a). A continuación se describe el contenido de los artículos 5 y 6 de esta resolución.

Artículo 5. Estándares Técnicos de Disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1 (CREG, 2018).

Artículo 6. Información de disponibilidad de la red. Con base en la identificación de la cuenta, código de circuito o transformador al que pertenece el usuario, se deberá desplegar información asociada, la cual deberá contener lo siguiente: ubicación georreferenciada; voltaje nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión del punto de conexión del usuario; y capacidad nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión al que pertenezca el punto de conexión del usuario (CREG, 2018).

Figura 11. Reporte de información de disponibilidad de la red para un potencial AGPE

Guía de Ayuda

Datos a ingresar

Cuenta: o Transformador:

Potencia instalada de generación: kW

Energía a entregar a la red en una hora: kW/h

Es generación fotovoltaica: Si

Disponibilidad

Disponibilidad para entregar Potencia	Disponibilidad para entregar Energía

Información Punto de Conexión

Latitud (N):

Longitud (W):

Voltaje nominal del circuito de la subestación (kV):

Voltaje nominal transformador nivel I (V):

Capacidad nominal del transformador (kVA):

Disponibilidad para conexión por Potencia	Disponibilidad para conexión por Energía
Igual o Inferior a 9%	Igual o Inferior a 30%
Entre el 9% y 12%	Entre el 30% y 40%
Entre el 12% y 15%	Entre el 40% y 50%
Mayor de 15%	Mayor de 50%

Nota. Disponibilidad Autogeneración CHEC (2020).

La clasificación en colores de la disponibilidad para conexión por potencia y por energía que se aprecian en la figura 11 obedece al literal *d* del artículo 6 de la *Resolución CREG 030 de 2018*, que establece la capacidad nominal del circuito o transformador asignada por colores (CREG, 2018).

En este sentido, a noviembre de 2020 CHEC presenta en su sistema de red eléctrica un total de 507.757 clientes, de los cuales 59 son autogeneradores. Su distribución en el área de cobertura se evidencia en las figuras 12 a la 17.

Figura 12. Distribución de clientes en el área de cobertura de CHEC

Participación clientes

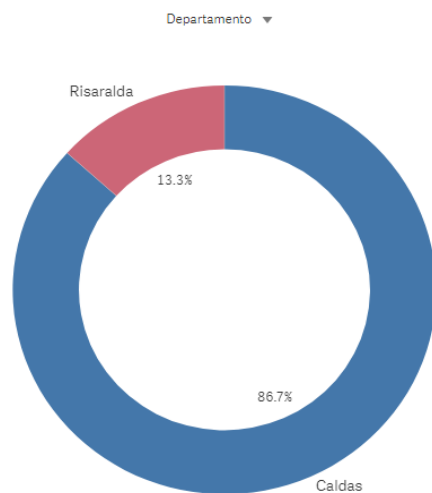
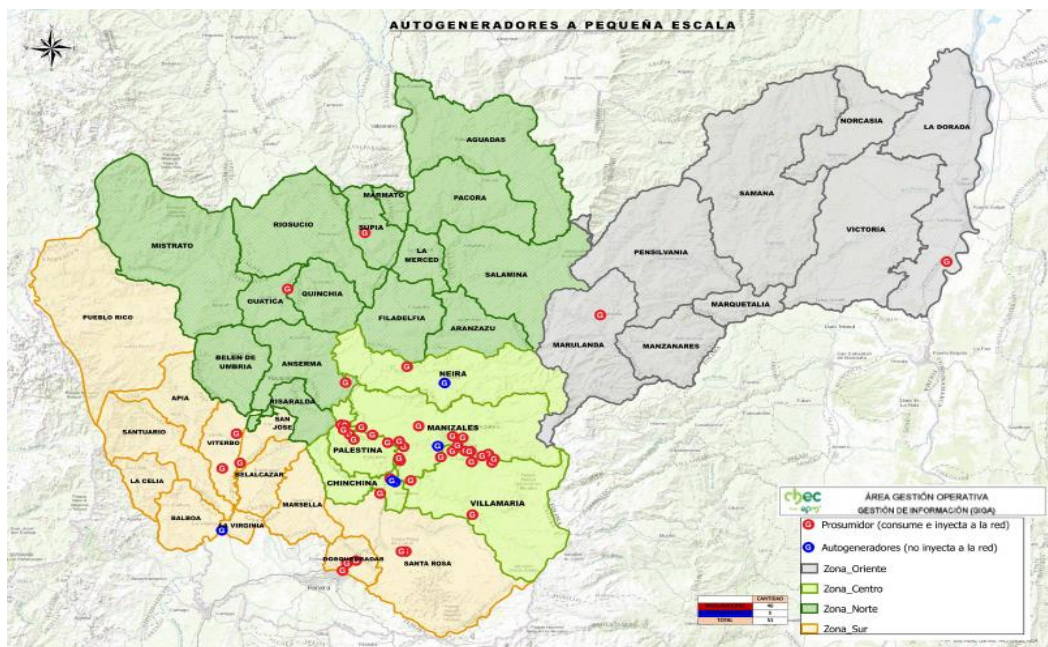
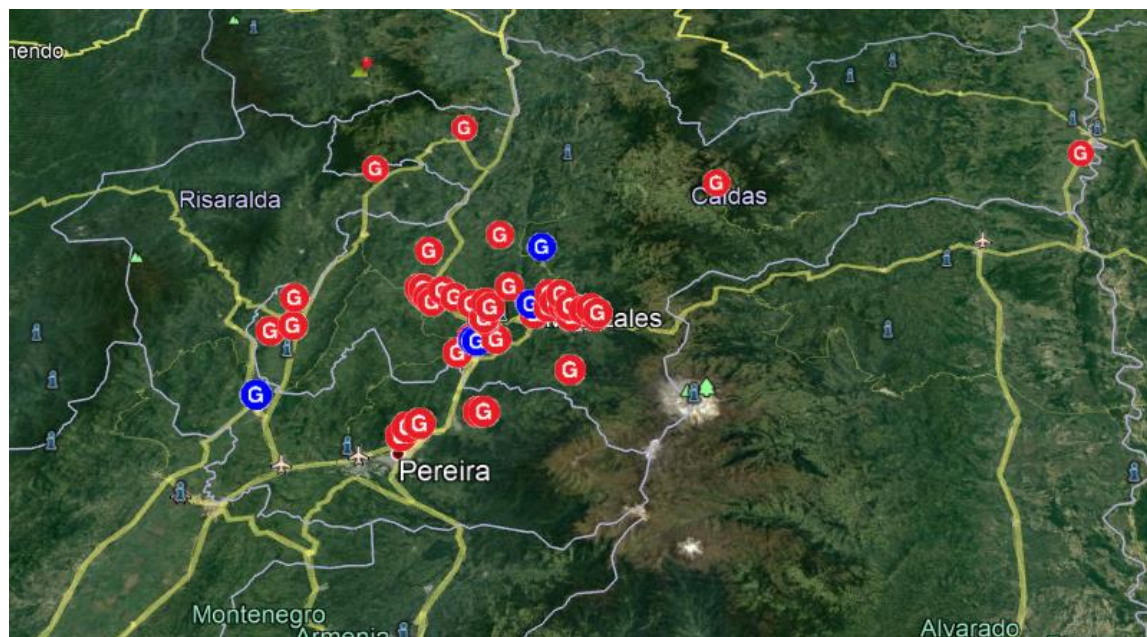


Figura 13. Localización de autogeneradores en el área de cobertura de CHEC a noviembre de 2020



Nota. CHEC (2020).

Figura 14. Localización de los autogeneradores del sistema CHEC a noviembre de 2020



Nota. Imagen KMZ Autogeneradores CHEC (2021)

Figura 15. Localización de los AGPE en el mercado de CHEC

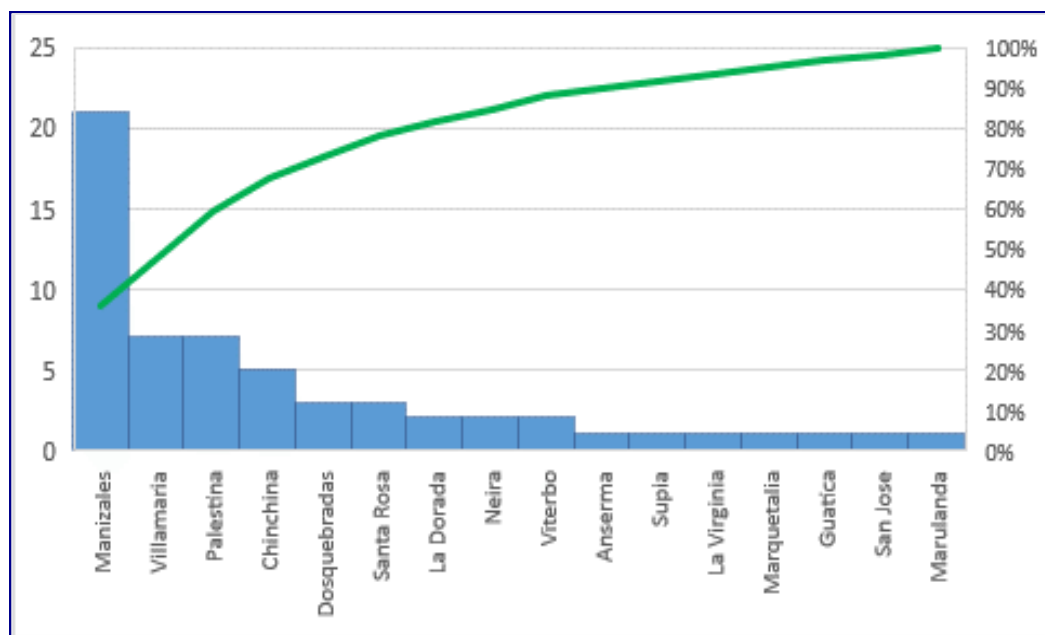


Figura 16. Participación de los clientes por clase de servicio

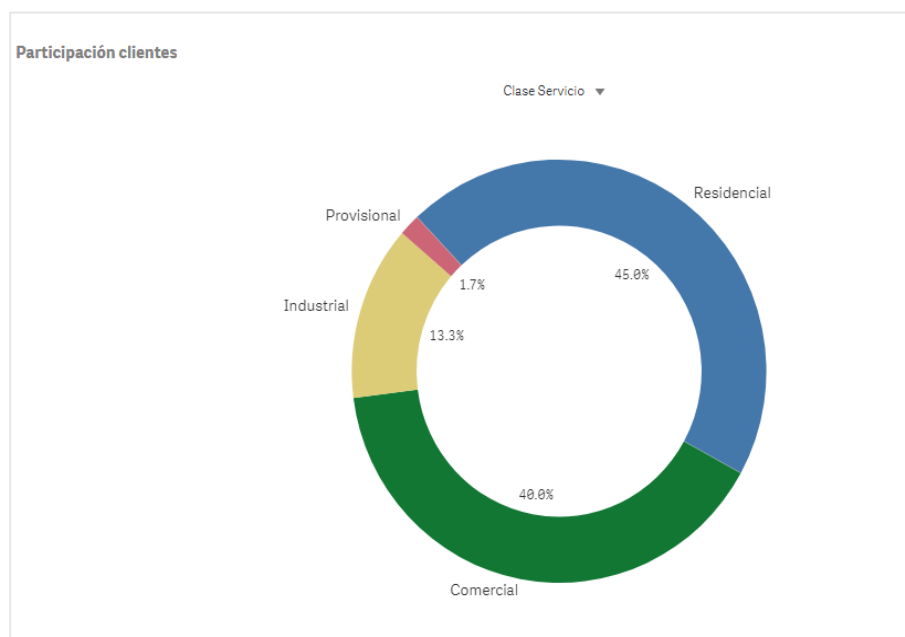
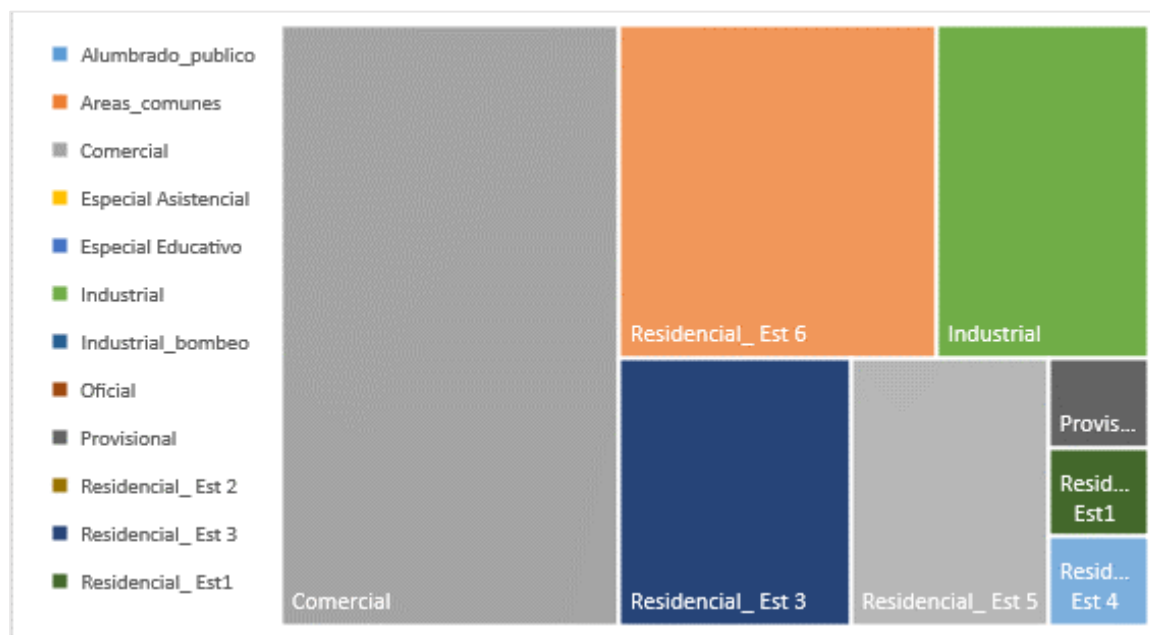


Figura 17. Participación de los AGPE por tipo de servicio



6.2 CASOS BASADOS EN LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL

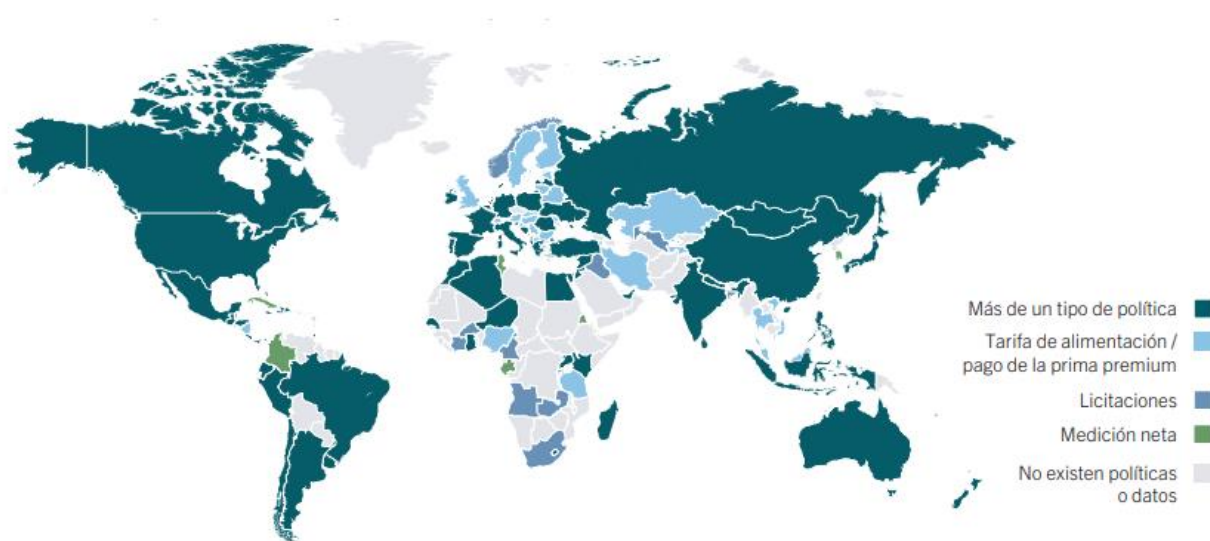
Los mercados de electricidad en todo el mundo han madurado durante las últimas décadas de operación, y tanto el panorama tecnológico como el regulatorio han evolucionado desde que se introdujo la desintegración vertical de los mercados de generación. Aunque, como se mencionó anteriormente, en Colombia se tienen identificadas restricciones a la implementación de FNCER, los requerimientos técnicos que normalmente están contenidos en los códigos de conexión de cada país corresponden a un conjunto de condiciones operativas de protección para la continuidad y confiabilidad de cada sistema o grupo de sistemas de potencia. Esto por cuanto cada uno posee criterios propios para definir los límites de tolerancia de las variables operativas de las FNCER para darles cabida a tecnologías de redes inteligentes, tales como la generación distribuida, la incorporación de recursos energéticos renovables, la respuesta de la demanda, los dispositivos FACTS y las microrredes.

La experiencia de Estados Unidos y de los mercados europeos han llevado a establecer un consenso en los criterios principales para la integración de los sistemas de generación con FNCER.

Como respuesta a la política de reducción de huella de carbono adoptada por los países dentro del marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (Naciones Unidas, 2015b), y al consecuente surgimiento de políticas de energía renovable (figura 18), los DSO han enfrentado una variabilidad sin precedentes en los requisitos del sistema, cuyas tendencias están cambiando la forma en que se operan y planifican los sistemas de potencia y la forma en que las redes eléctricas están estructuradas. Esto permite evidenciar que los sistemas requieren más flexibilidad para responder a los cambios repentinos de la carga neta cada vez más

volátil y que tienen que ser desarrollados nuevos mecanismos de mercado y comercialización del producto, en un intento de asegurar un nivel suficiente de adaptabilidad.

Figura 18. Países con políticas y objetivos de energía renovable en el mundo, por tipo



Nota. Base de datos de REN21 sobre políticas de REN21. (2015)

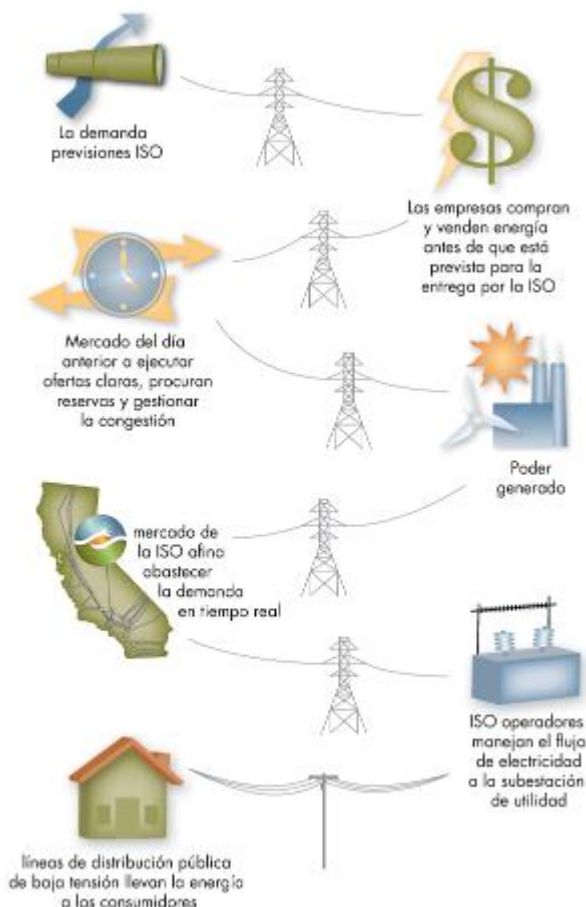
Para tener éxito, el diseño del mercado debe ajustarse a estas nuevas demandas y tecnologías, y darles cabida a nuevas formas de operación.

6.2.1 Caso de estudio en Estados Unidos

En el caso de Estados Unidos, en el mercado de California, la Corporación de Operador de Sistema Independiente de California (CAISO, por sus siglas en inglés *California Independent System Operator*) es el líder en la incorporación de generadores con FNCER, principalmente fotovoltaica; por tanto, es el principal referente a nivel mundial respecto a los criterios para la conexión y operación de este tipo de tecnología. ISO administra el flujo de electricidad en el 80% de las líneas

de transmisión de alta tensión y larga distancia de California y una pequeña porción de la red de Nevada (figura 19).

Figura 19. *Distribución de electricidad en California*



Nota. Cómo fluye la energía eléctrica en California. CAISO (2020).

ISO es uno de los nueve operadores independientes de sistemas de Estados Unidos (figura 20). Estos operadores colectivamente, suministran más de 2,2 millones de gigavatios-hora de electricidad todos los años, y supervisan más de 270.000 millas de líneas de transmisión de alta tensión. Estos operadores independientes de la red manejan dos tercios de la red de distribución de electricidad en Estados Unidos.

Figura 20. Participación de ISO en el mercado de Estados Unidos



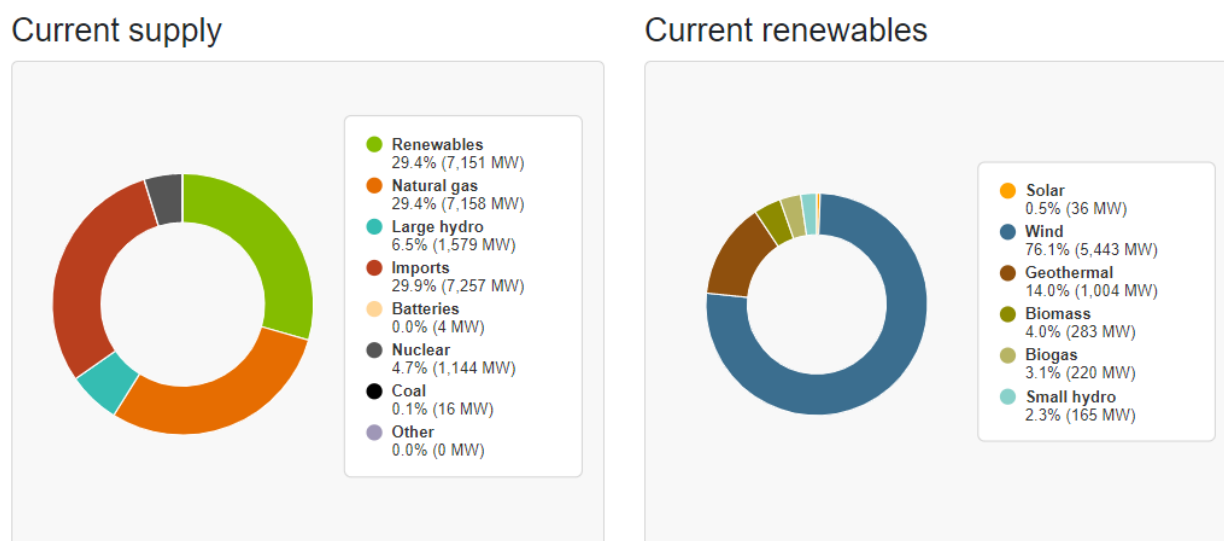
Nota. Permitir el Acceso. CAISO (2020).

La red del ISO es un sistema de transmisión de alta tensión y larga distancia que suministra electricidad a nivel mayorista a partir de los generadores locales, para ser distribuida a 30 millones de clientes. Los operadores independientes de sistemas (ISO) y las organizaciones de transmisión regional (RTO, por su sigla en inglés *regional transmission organization*) se comparan frecuentemente con los controladores de tráfico aéreo, porque manejan el tráfico de electrones en una red que no es de su propiedad, de la misma manera que se hace con los aviones en una pista.

ISO, el único operador independiente de la red eléctrica del oeste de los Estados Unidos, permite acceder a 26,000 millas de líneas de transmisión y coordina los diversos recursos energéticos de la red. También administra un mercado competitivo de energía mayorista diseñado para capturar la energía de una amplia variedad de recursos al menor costo posible.

Cada cinco minutos, el ISO pronostica la demanda de energía y activa el generador de menor costo para suplir la demanda, garantizando suficiente capacidad de transmisión para entregar la energía eléctrica necesaria, diseñando una distribución de recursos energéticos como los de la figura 21, para un día típico.

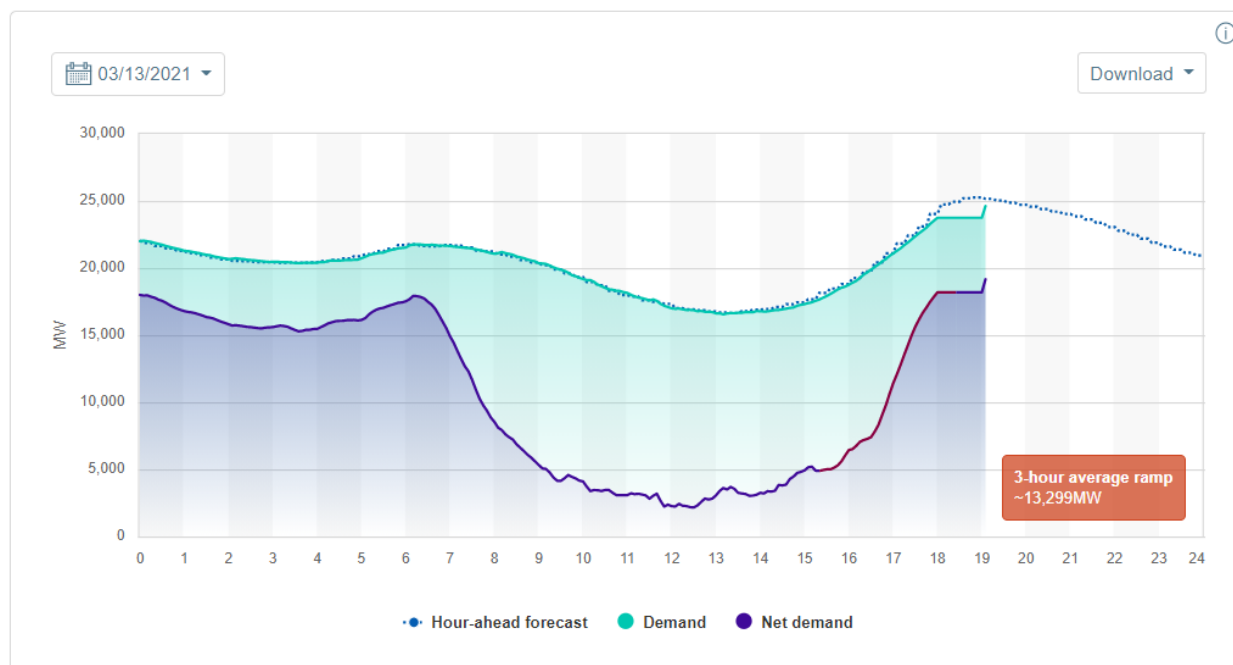
Figura 21. Recursos de fuentes convencionales y renovables al 13 de marzo de 2021, a las 18:40



Nota. Supply and Renewables. CAISO (2021).

La demanda del sistema menos la energía eólica y solar, en incrementos de 5 minutos, en comparación con el sistema total y la demanda prevista, es lo que se aprecia en la figura 22.

Figura 22. Tendencia de la demanda neta el 13 de marzo de 2021



Nota: Net demand trend. CAISO (2021)

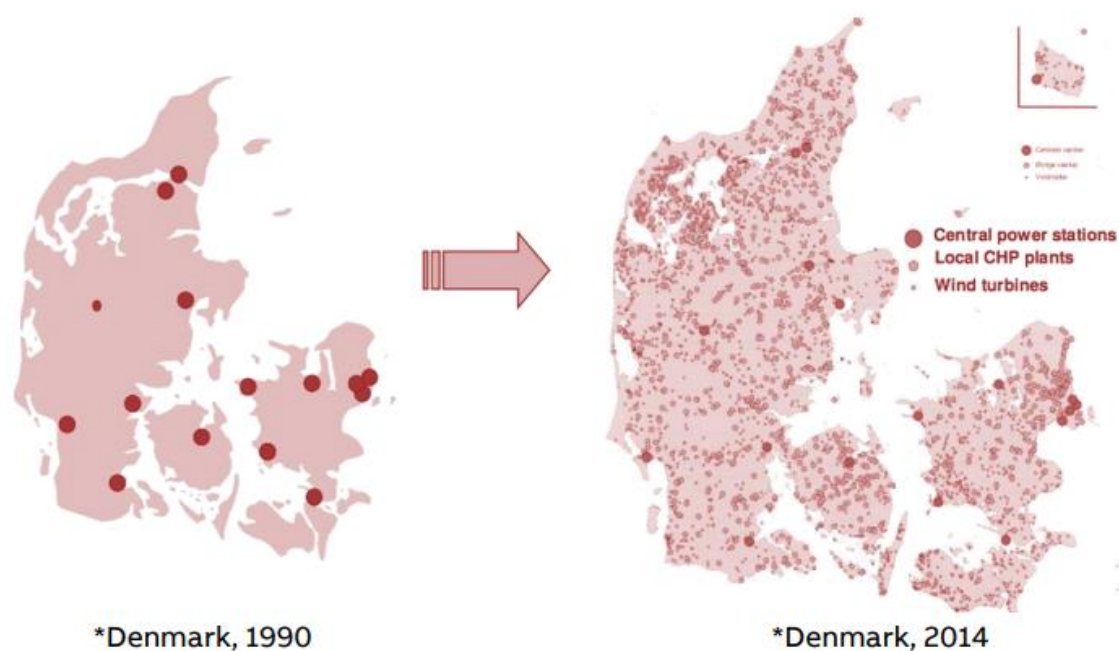
La ISO proporciona acceso abierto y no discriminatorio a la red de transmisión y al mercado eléctrico mayorista para todos los tipos de recursos, y orienta a los nuevos generadores para aprender lo que significa interconectarse a la red, cómo y dónde comenzar el proceso y cómo venderle energía a la red una vez su recurso esté interconectado.

6.2.2. Caso de estudio en Europa

En el caso de Europa, Dinamarca (Energinet) es el país con mayor penetración de energía eólica (35% de la capacidad instalada) y se encuentra integrado con prácticamente toda Europa a través de Alemania, Noruega y Suecia. A nivel operativo, Dinamarca presenta la generación por seguridad más alta de Europa, 99% en 2015 (figura 23). Debido a su integración con Nord Pool,

empresa que gestiona el mercado de energía de Europa, ha mantenido a la vanguardia su código de conexión en requerimientos técnicos apropiados, para evitar altos sobrecostos en energía y garantizar una alta penetración futura de FNCER (50% de la capacidad en 2020).

Figura 23. *Transformación del mercado de energía en Dinamarca entre 1990 y 2014*



Nota. C. Luna, comunicación personal, 6 de julio, 2020

Dinamarca establece en las primeras islas energéticas del mundo y marca el comienzo de una nueva era de energía eólica marina a gran escala (figura 24). Las dos islas de energía deben entrar en operación en 2030, donde entregarán 5 GW de potencia, suficiente electricidad para el equivalente al consumo eléctrico anual de 5 millones de hogares.

Figura 24. *Islas de la energía en Dinamarca*



Nota. Islas de la Energía en Dinamarca. (Energinet 2020)

Las políticas de numerosos países tienden a modificar la matriz energética, tomando para ello en consideración políticas de diversa índole, tales como: acelerar la sustitución de vehículos a Diesel o gasolina por vehículos eléctricos (frente a las cuales países como Noruega, Francia y Dinamarca, entre otros, han definido políticas agresivas al respecto, y como China, que estudió medidas similares), mejorar la eficiencia energética y aumentar la participación de las FNCER en la generación de electricidad y en la producción de calor o vapor en actividades residenciales e industriales.

Estos beneficios se obtienen en la medida que las FNCER desplacen tecnologías convencionales que utilizan combustibles fósiles, mejoren la regulación de las energías renovables convencionales y alcancen una mayor participación en la matriz energética.

Con el propósito anterior, numerosos países hace varias décadas comenzaron a impulsar la utilización de las FNCER, con miras a incrementar su aporte a las fuentes de suministro energético, e incorporaron dicho objetivo a sus políticas energéticas, ambientales y de desarrollo sostenible.

Con rapidez, en el desarrollo de estas iniciativas se encontraron una serie de factores que se constituían en obstáculos y, en casos extremos, en impedimentos para la instalación y desarrollo a gran escala de las tecnologías basadas en FNCER y para su integración a las redes de abastecimiento de energía.

Estos factores se señalaron como barreras para la implementación de las energías renovables no convencionales y para su incorporación en la matriz energética de los países, que le dieron paso al diseño de mercados de energía para el futuro que se describe a continuación (C. Chaín, comunicación personal, 21 de julio, 2016)

1. Es necesario hacer un rediseño de los mercados de electricidad en Europa. El mercado de hoy, con un diseño basado en un único mercado de energía, no necesariamente trata adecuadamente con grandes cantidades de generación de electricidad renovable. Los bajos costos marginales de la generación renovable van a deprimir los precios en el mercado de la electricidad, haciendo que la generación convencional no sea rentable.

2. Los mercados de energía únicos tienen algunas desventajas. Un único mercado de energía tendrá dificultades para proveer las inversiones necesarias en generación. Los generadores esperan recuperar sus costos fijos durante un número reducido de horas cuando la capacidad de generación es escasa, y esto no siempre es viable. Se proponen mecanismos de capacidad como una respuesta a este problema; también la demanda de flexibilidad se presenta como una posible solución.

3. La elección entre una reserva estratégica y un mercado de capacidad depende de la frecuencia con la que se espera que esta reserva sea usada. Los sistemas de capacidad pueden ser, o selectivos, o para todo el mercado. Mecanismos de capacidad selectiva, tales como la reserva estratégica de

Suecia, son adecuados para plantas que cubren el pico de carga, que son necesarias solo para unas pocas horas cada año. Estos mecanismos tienen un impacto limitado en el mercado y son relativamente económicos. Los sistemas de capacidad amplios para todo el mercado tienen un gran impacto en el mercado de la electricidad y puede ser bastante costoso.

4. Los mercados de capacidad conducen a un aumento en las inversiones. La introducción de mercados de capacidad significa para los generadores otra fuente de ingresos, además del pago de energía. La incertidumbre y, por ende, el riesgo será menor y debería llevar a la reducción de los costos de capital.

5. Los mercados de capacidad conducirán a una reducción de los precios mayoristas. El aumento de la capacidad, que es el resultado de un mercado de capacidad, conducirá a una reducción de los precios mayoristas.

6. El costo de los mercados de capacidad aumentará cuando se necesitan nuevas inversiones. El precio de la capacidad en un mercado de capacidad se espera que cubra los costos fijos que no están cubiertos por los ingresos procedentes del mercado de la energía. En un mercado de capacidad donde la demanda puede satisfacerse por medio de generación existente, el precio debería ser acotado a los costos fijos de operación y mantenimiento.

7. Incluir las interconexiones en un mecanismo de capacidad está lejos de ser simple. La aplicación de mercados de capacidad en los mercados de Europa podría distorsionar la competencia transfronteriza.

8. La asignación de capacidad considerando los flujos conducirá a un uso más eficiente de la transmisión. Las corrientes imprevistas tienen repercusiones tanto en la seguridad del sistema de

transmisión como en la economía de los mercados de electricidad. Para reducir las corrientes imprevistas, Europa está adoptando medidas basadas en métodos de asignación de capacidad basada en flujos. Esto significa que un cálculo de flujo simplificado está incluido en el algoritmo de acoplamiento del mercado, que es distinta a como se hace hoy, donde la capacidad de transmisión es asignada al mercado antes de que el algoritmo de acoplamiento del mercado sea aplicado.

9. Localizar los precios marginales permite asignar la capacidad de transmisión de forma más eficiente, pero también conducirá a una menor liquidez en el mercado. En un mercado con precios nodales, un modelo completo de la red se utiliza para establecer simultáneamente tanto el envío de los volúmenes como los precios de cada inyección y nodo de salida, teniendo en cuenta no solo las ofertas de los participantes en el mercado, sino también los flujos resultantes. El precio en cada nodo variará no solo en función de los costos de generación de electricidad, sino que también se reflejará en los costos asociados a las restricciones y pérdidas en transmisión. Los precios nodales sirven para fomentar un uso más eficiente de la red. Como efecto de la mayor complejidad, con muchos nodos el mercado va a ser menos líquido. En la UE la complejidad nodal se simplifica mediante la agregación de nodos en HUB de transacciones.

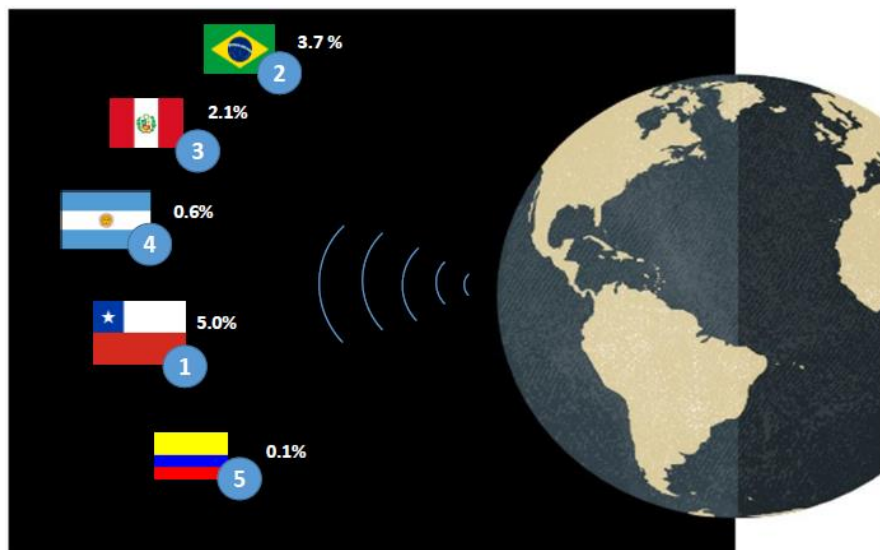
10. Europa se está moviendo hacia un mercado de energía centralizada. La gran mayoría de la nueva capacidad introducida en los últimos años se basa en subvenciones en lugar de pagos basados en el mercado. Hasta ahora esto ha sido especialmente cierto para la generación renovable, pero se está convirtiendo en una realidad también para convencionales y energía nuclear. El Reino Unido es un ejemplo de un mercado que es cada vez más una economía centralmente planificada, con contratos a largo plazo para las energías renovables y la energía nuclear, y un mercado de

capacidad para la generación convencional. En Francia, una parte de la generación de energía nuclear se transa a tarifas reguladas.

6.2.3. Caso de estudio en Latinoamérica

En América Latina hay un vigoroso impulso para el desarrollo de las energías renovables. La región tiene un gran potencial en casi todos los recursos renovables, y casi todos los países que la componen cuentan con ellos en mayor o menor magnitud. Por tanto, se podría cubrir gran parte del crecimiento esperado de la demanda mediante la inversión para expandir la capacidad para el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía renovables (FNCER). Sin embargo, la participación de dichas fuentes todavía es, de manera agregada, relativamente reducida. La región está experimentando entonces una transformación compleja, y aún insuficiente a la luz de su potencial, con progresos algo lentos, si se considera la escala regional, aunque con mayor celeridad en países como Brasil y Chile. En este sentido, el despliegue a escala comercial de las FNCER enfrenta numerosas barreras y conlleva algunos riesgos, lo que permite explicar la relativa lentitud en la adopción de las tecnologías para su explotación en las economías en desarrollo (figura 25).

Figura 25. Participación FERNC en la generación de países de Latinoamérica



Nota. M. Arboleda, comunicación personal, 2016

Entre las barreras identificadas que en Latinoamérica limitan el acceso al financiamiento en FNCER se encuentran el marco de políticas y las de tipo regulatorio, y las que tienen que ver más específicamente con la posibilidad de financiamiento de proyectos. Otro aspecto está relacionado con los instrumentos de los que hoy se dispone para el financiamiento de estas nuevas fuentes de energía.

Los proyectos de inversión en FNCER tienen ciertas características que requieren mecanismos de financiamiento particulares. En principio, estos proyectos pueden tener un perfil de riesgo con respecto al retorno de la inversión, que puede percibirse como más desfavorable que los de las energías convencionales (tabla 2).

Tabla 2. Barreras que limitan el acceso al financiamiento en FERNC en América Latina

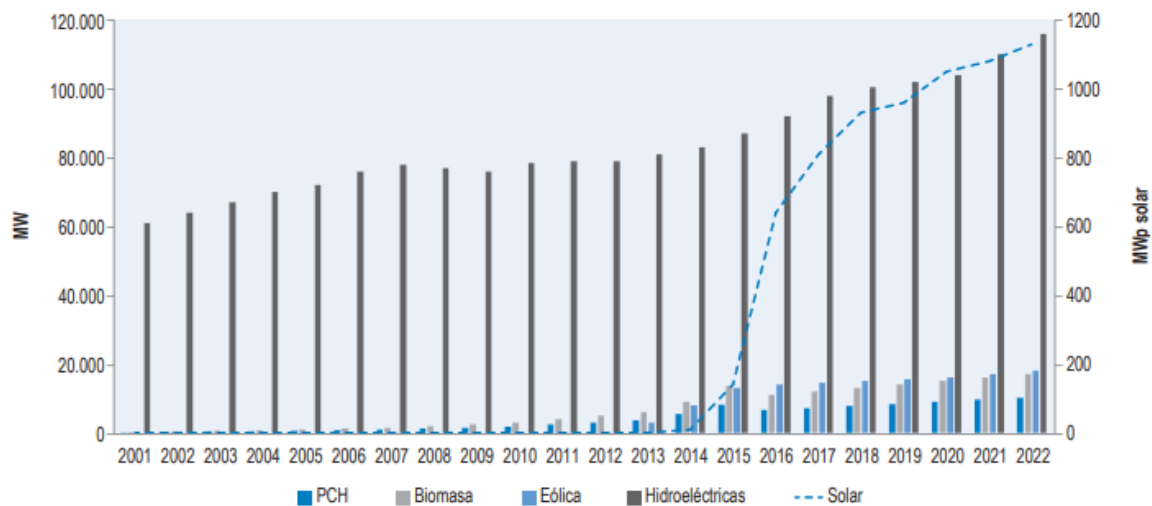
Barrera / riesgo	Instrumentos financieros para la mitigación
Dificultades en el acceso a financiamiento adecuado:	
Bajo grado de conocimiento y limitada experiencia en las tecnologías de energías renovables en las instituciones y en el sector financiero local	Asistencia técnica de la Banca Nacional de Desarrollo y bancos multilaterales.
Acceso relativamente limitado a fondos en dólares y a largo plazo para proyectos de inversión	Licitación de fondos para proyectos de gran porte. Apoyo para el acceso al financiamiento internacional concesional de largo plazo. Acceso muy incipiente de fondos en proyectos de pequeña y mediana escala.
Limitada capitalización (o subcapitalización) de los desarrolladores de proyectos en el sector	Utilización más extendida de financiación de proyectos, asociaciones público-privadas (APP) y garantías e instrumentos de gestión de riesgo que puedan apoyar inversiones directas privadas o emisión de bonos.
Insuficiente disponibilidad de instrumentos de mitigación del riesgo para los inversores y las instituciones financieras	Existencia de garantías y mecanismos de gestión de riesgos (seguros, líneas de crédito contingente) para: <ul style="list-style-type: none"> • Cubrir riesgos no gerenciales de APP y promover la emisión de bonos a tasa fija de un vehículo con fines específicos (SPV, por sus siglas en inglés) de cartera de proyectos/clientes de las bancas. • Cubrir riesgos tecnológicos (por ejemplo, asegurando la capacidad instalada). • Cubrir riesgos políticos, de regulación de mercado (por ejemplo, precios).
Escasez de mecanismos de financiamiento que puedan aceptar algún grado de riesgo	Oferta de financiación de proyectos, financiamiento de segundo nivel e inversiones en el capital accionario de la empresa.
Riesgos de construcción y operación	Mayores plazos de gracia.

Nota. Riesgos y barreras que limitan el acceso al financiamiento. BID (2016a).

A continuación, experiencias de la inclusión de políticas que permiten la integración de fuentes de energía renovable no convencionales en Brasil y Chile.

6.2.3.1 Brasil. Hasta mediados de la década de 2010 se había producido un fuerte aumento de la inversión en proyectos de energía renovable de pequeña y mediana escala en Brasil. El financiamiento de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), parques eólicos, colectores solares y sistemas fotovoltaicos amplió su capacidad instalada, de 2405 MW en 2008, a 8724 MW en 2014, lo que representa un crecimiento del 263% en ese período (figura 26).

Figura 26. Evolución y proyección de la capacidad instalada de energía renovable en Brasil



Nota. BID (2016b).

En términos de proyectos de pequeña y mediana escala, las dos principales iniciativas de promoción desarrolladas por el gobierno son el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (Proinfa) y las subastas específicas para fuentes alternativas de energía. La implementación del Proinfa contribuyó a diversificar la matriz energética nacional y ha fomentado la creación de cerca de 150.000 empleos directos e indirectos en todo el país, que ha promovido un gran progreso industrial y ha permitido apropiarse la tecnología; además, se estima que el programa permite hacer una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero equivalente aproximadamente a 2,5 millones de toneladas de CO₂ eq/año.

La inversión en proyectos de pequeña y mediana escala en energía renovable se debe sobre todo a la acción de los bancos nacionales de desarrollo en Brasil. En este sentido, el mayor fondo de inversión es Fondo Clima, que se pone a disposición a través del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social, y está destinado a aplicar una parte de los recursos reembolsables del Fondo Nacional para el Cambio Climático. Los recursos del FNMC provienen de donaciones realizadas

por entidades nacionales e internacionales, públicas y privadas, de la revocación de saldos no aplicados, intereses y amortizaciones de financiamientos, acuerdos, ajustes, contratos y convenios, entre otros (Congreso Nacional, 2010).

La Resolución Normativa (REN) 482/2012 de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEL, 2016b), establece las condiciones generales de acceso al sistema interconectado para la generación distribuida a nivel micro y mini, y establece directrices para el mecanismo de compensación de consumo de electricidad a través del *net metering*. Esto quiere decir que la energía inyectada por la unidad de consumo en el distribuidor local se compensa como un crédito de energía con la cantidad de electricidad que la unidad consume durante un período de 36 meses. Este sistema se diferencia de otros mecanismos en los cuales hay transacción monetaria en el procedimiento, como en el caso de las *feed in tariffs*, que fijan una tarifa más un premio que se paga a la unidad generadora. Además, el crédito acumulado tiene vencimiento; es decir, si no se utiliza dentro de 36 meses a partir de su generación, pierde su valor.

Un estudio de caso orientado al financiamiento para la adquisición de sistemas fotovoltaicos, un caso de generación distribuida, describe el proceso de adquisición de un sistema fotovoltaico desde el punto de vista del consumidor, usando el financiamiento ofrecido por la Caixa Econômica Federal (CEF). (ANEL, 2016b)

Con el objetivo de impulsar el desarrollo de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica brasileña, en 2012 fue lanzada la *Resolución REN 482 (2012)*, que describe el sistema de compensación de energía *net metering*, específico para sistemas de generación de energía conectados a la red de distribución. Con la norma, se hizo evidente la necesidad de crear líneas de financiamiento para sistemas de pequeño porte, accesibles a individuos (personas naturales) y a

residencias privadas. En este sentido, la Caixa Econômica Federal (CEF) ofrece líneas de financiamiento específicas para personas naturales, con costos de financiamiento relativamente bajos. Entre algunas de estas modalidades se encuentra la línea de crédito Construcard, que ofrece financiamiento para la compra de materiales de construcción, reformas o ampliación de inmuebles. Recientemente, la CEF comenzó a permitir también la adquisición de colectores solares y de sistemas fotovoltaicos.

El postulante al programa Construcard debe cumplir con los siguientes requisitos para su elegibilidad: i) ser persona natural y poseer una cuenta corriente en la CEF; ii) ser mayor de 18 años o demostrar independencia económica, y iii) aprobar las evaluaciones del catastro y de riesgo. Después de la aprobación del financiamiento y de la liberación del crédito, el solicitante puede adquirir un sistema fotovoltaico en hasta seis cuotas, por medio de una tarjeta de crédito personal, que forma parte del financiamiento. Los pagos del financiamiento son debitados mensualmente de la cuenta corriente del cliente.

Una de las barreras para la contratación del programa radica en la necesidad de que el agente productor o revendedor (por ejemplo, de sistemas fotovoltaicos) esté registrado en el sistema Construcard. Si esto no se cumple, la compra de equipos a través de la línea de financiamiento no se aprueba. La empresa, para ser apta para esta acreditación, debe poseer certificados actualizados del FGTS, del Ministerio de Finanzas Federal y de la Fazenda Pública Estadual. Por el lado de la empresa acreditada, la ventaja está en la agilidad financiera de la operación, con crédito en la cuenta en el primer día útil luego de la venta, así como en el aumento en la probabilidad de compra de sus productos.

En cuanto a la elección del plazo de amortización, se presentan aspectos positivos y negativos. Por ejemplo, si se utiliza el máximo plazo de amortización permitido (96 meses), el tiempo para alcanzar el punto de equilibrio sería mayor. Entre tanto, un mayor plazo de amortización también permitiría participar del programa a domicilios, sujetos a una restricción presupuestaria mayor, aunque a un mayor costo total. En el mismo sentido, mientras menor sea el plazo de amortización, mejor sería la tasa de amortización obtenida a través del programa.

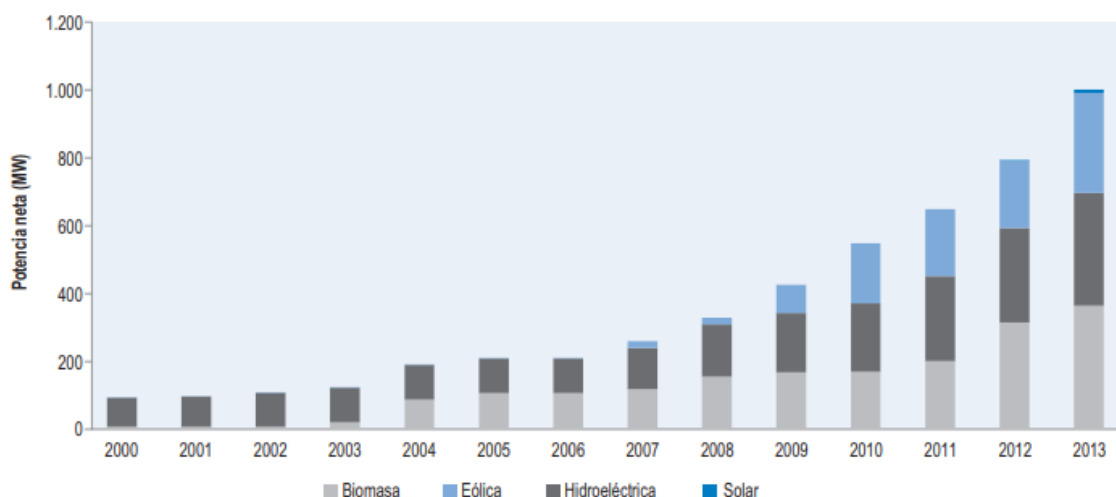
Se observa un aumento en la instalación de paneles fotovoltaicos, especialmente en el segmento residencial. Este factor de éxito se puede atribuir a Construcard, dado que parte de este aumento se debe a la disponibilidad de recursos a través de esta línea de financiamiento. En 2012, la capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución brasileña era despreciable, pero ya en abril de 2015 las condiciones de financiamiento sumadas al marco regulatorio favorable permitieron que la capacidad instalada acumulada fuera cercana a 7,3 MW.

6.2.3.2 Chile. De la experiencia de la banca comercial nacional en los últimos cinco años se desprende que es posible financiar proyectos de aprovechamiento de FNCER de pequeña y mediana escala bajo el esquema de *project finance*. En algunos casos, los bancos nacionales han sido incluso más flexibles que los propios bancos extranjeros, y han sido capaces de adaptarse a la escala de estos proyectos.

El caso de Chile demuestra que, a diferencia del enfoque tradicional, por el cual se entiende que las energías renovables pueden solamente desempeñar un papel complementario en la matriz energética, y que su expansión enfrenta barreras de costo de entrada y dificultades para su *mainstreaming* como tecnología de generación, es posible dar un impulso significativo a las FNCER, lo cual le ha permitido al país pasar a cumplir un importante papel en la oferta primaria,

que sobrepasa el nivel que se consideraba apropiado siguiendo las prácticas estándar en los mercados eléctricos nacionales (figura 27).

Figura 27. Potencia instalada a partir de FNCER en MW Chile



Nota. Elaboración propia sobre la base de información de la Comisión Nacional de Energía, Chile BID (2016b).

Para ello, ha sido clave la integración de un marco político, legal y regulatorio adecuado, por su consistencia, un buen ambiente para las inversiones, un sobresaliente potencial en materia de recursos renovables y el establecimiento de metas de participación de las FNCER en la matriz energética. Estos elementos crean las condiciones necesarias para el despliegue de inversiones de origen diverso, a pesar de algunas barreras remanentes que aún puedan limitar una más acelerada corriente de inversiones de pequeña y mediana escala.

En ese contexto de buena gobernanza, el financiamiento cumple entonces un rol esencial, al aprovechar los instrumentos financieros ya existentes y las incipientes tendencias a la

consideración en el sistema bancario nacional de mecanismos innovadores que pueden acelerar el despliegue de las FNCER, en particular en aquellas iniciativas de pequeña y mediana escala.

6.3 POSIBLES CONSECUENCIAS QUE TENDRÁ LA INTEGRACIÓN DE LAS RENOVABLES EN LOS NEGOCIOS DE COMERCIALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE CHEC A PARTIR DE UN ESCENARIO DE RIESGOS

En el caso de las posibles consecuencias que tendrá la integración de las renovables en los negocios de comercialización y distribución de CHEC se emplea la metodología de análisis de riesgos *Guía Metodológica para la Gestión Integral de Riesgos CHEC, versión 3* (2020), que aplica para CHEC y para las empresas del Grupo EPM.

La gestión integral de riesgos (GIR) es concebida para facilitar el logro del direccionamiento estratégico y la toma de decisiones, teniendo en cuenta la interacción que existe entre los procesos, proyectos, negocios y contratos en CHEC, y de esta con el entorno. Entre los beneficios que ofrece la GIR se resaltan: identificar posibles eventos que pueden afectar el logro de los objetivos, soportar y documentar la toma de decisiones, minimizar y prevenir pérdidas, facilitar el cumplimiento de normatividades y regulaciones aplicables, así como generar confianza con los grupos de interés.

Esta guía metodológica fue construida a la medida de las particularidades y las necesidades de las empresas del Grupo EPM, acogiendo los requisitos establecidos en la *Norma Técnica de Calidad en la Gestión Pública NTC GP 1000:2009* y en el *Modelo Estándar de Control Interno MECI 1000:2014*, tomando como referencia las mejores prácticas y estándares de gestión de riesgos a

nivel nacional e internacional y capitalizando oportunidades de mejora identificadas al aplicar las versiones anteriores de las guías de gestión integral de riesgos.

Para el análisis del escenario de riesgos relacionado con la integración de energías renovables, y en particular la integración de AGPE en el mercado de CHEC, se emplean las etapas dentro de la gestión integral de riesgos que se presentan en la figura 28.

Figura 28. *Etapas de la gestión integral de riesgos*



Nota. Guía Metodológica para la Gestión de Riesgos CHEC versión 3 (2020).

Cada una de las etapas contenidas en la figura 28 se detallan a continuación.

6.3.1 Establecer el contexto

En esta primera etapa se busca identificar el entorno interno y el externo del nivel de gestión sobre el cual se hace el análisis. Para este fin se considera la información que se presenta a continuación, como apoyo para determinar de la forma más adecuada el entorno base para el análisis de riesgos.

Ver Anexo 1: Categoría y Agrupadores de Riesgos, de los cuales se resume en la Tabla 3:

- Objetivo del nivel de gestión. Determinar posibles consecuencias que tendrá la integración de las renovables y más precisamente la autogeneración a pequeña escala en los negocios de comercialización y distribución de CHEC una empresa del Grupo EPM.
- Información de ejercicios de planeación realizados en la empresa.
- Documentación asociada al nivel de gestión objeto de análisis.
- Resultados obtenidos de análisis de riesgos previos realizados al nivel de gestión en estudio u otros niveles de gestión relacionados.
- Resultados del análisis del entorno externo que permitan identificar oportunidades y amenazas para el nivel de gestión en estudio.
- Resultados del análisis del entorno interno que permita identificar debilidades y fortalezas para el nivel de gestión en estudio.

Tabla 3. Resultado del análisis del entorno externo e interno para la gestión de riesgos

Código del riesgo	Fase	Categoría	Agrupador	Nombre de riesgo
R1	Planeación	Estratégico	Gestión del grupo empresarial	Cambios desfavorables en las variables comerciales.
R2	Planeación	Estratégico	Mercado	Cambios desfavorables en las variables de mercado.
R3	Planeación	Estratégico	Gestión del grupo empresarial	Cambios normativos/ factores regulatorios e institucionales orientados a esquemas de generación a partir de fuentes convencionales.
R4	Planeación	Estratégico	Planeación y crecimiento	Debilidades en los atributos de la información/desarticulación entre el sector energía y el sector TIC.
R5	Planeación	Estratégico	Jurídico y Regulatorio	Incertidumbre para la remuneración de activos de redes inteligentes/remuneración de activos no eléctricos.
R6	Planeación	Operacional	Procesos y procedimientos	Deficiencias en la definición de indicadores/metas de desempeño en materia de AGPE.
R7	Planeación	Estratégico	Procesos y procedimientos	Deficiencias en la planeación del abastecimiento de bienes y servicios.
R8	Planeación	Estratégico	Procesos y procedimientos	Deficiencias en las capacidades organizacionales.

Código del riesgo	Fase	Categoría	Agrupador	Nombre de riesgo
R9	Planeación	Estratégico	Político	Deterioro de la calificación de riesgo de emisor.
R10	Planeación	Estratégico	Planeación y crecimiento	Dificultades en el acceso a financiamiento adecuado para soluciones AGPE/bajo grado de conocimiento y limitada experiencia en las tecnologías de energías renovables en las instituciones y el sector financiero local.
R11	Planeación	Estratégico	Planeación y crecimiento	Falta de divulgación del conocimiento en términos de autogeneración hacia los usuarios finales de la red (sector residencial, comercial e industrial).
R12	Planeación	Estratégico	Gestión del talento humano	Dificultad para conseguir la fuerza laboral idónea en el mercado.
R13	Planeación	Estratégico	Planeación y crecimiento	Dificultad para cumplir los supuestos de los planes de negocios.
R14	Operación	Estratégico	Comercial	Dificultad para desarrollar las actividades de operación comercial.
R15	Planeación	Financiero	Mercado	Disminución de la participación en el mercado.

Código del riesgo	Fase	Categoría	Agrupador	Nombre de riesgo
R16	Planeación	Operacional	Gestión de la cadena de suministro	Entrega deficiente o inoportuna de proyectos a la operación.
R17	Planeación	Operacional	Gestión del talento humano	Errores u omisiones en procesos y procedimientos.
R18	Operación	Operacional	Procesos y procedimientos	Escapes o pérdidas de fluidos (energía).
R19	Planeación	Estratégico	Naturales y antrópicos	Escasez de recursos naturales para la prestación de los servicios.
R20	Planeación	Operacional	No disponibilidad de activos o productos	Fallas en el ciclo del mantenimiento.
R21	Planeación	Estratégico	Relacionamiento con grupos de interés	Fallas en la gestión de proveedores.
R22	Planeación	Operacional	Gestión de la información	Fallas en las tecnologías de información/operación que soporta el proceso.
R23	Planeación	Estratégico	Planeación y crecimiento	Falta de homologación de métodos de trabajo.
R24	Planeación	Financiero	Liquidez	Inadecuada definición de los supuestos o estructura de los modelos cuantitativos y financieros.
R25	Planeación	Operacional	No disponibilidad	Inadecuada gestión de activos.

Código del riesgo	Fase	Categoría	Agrupador	Nombre de riesgo
			de activos o productos	
R26	Planeación	Estratégico	Planeación y crecimiento	Inadecuada implementación del modelo de negocio en el Grupo EPM.
R27	Planeación	Estratégico	Relacionamiento con grupos de interés	Inadecuado relacionamiento/comunicación de la información a grupos de interés.
R28	Planeación	Cumplimiento	Jurídico y Regulatorio	Incumplimiento de la normatividad.
R29	Planeación	Financiero	Liquidez	Insuficiencia de recursos financieros.
R30	Operación	Operacional	No disponibilidad de activos o productos	Insuficiencia/no disponibilidad de infraestructura.
R31	Planeación	Estratégico	Gestión de la información	Insuficiencia/no disponibilidad de recursos informáticos/tecnológicos.
R32	Planeación	Operacional	Gestión del talento humano	Resistencia al cambio.
R33	Planeación	Operacional	Gestión del talento humano	Uso inadecuado de los activos.
R34	Planeación	Operacional	Gestión del talento humano	Uso inadecuado de los recursos naturales.
R35	Planeación	Operacional	Gestión del talento humano	Uso indebido de la información.

Código del riesgo	Fase	Categoría	Agrupador	Nombre de riesgo
R36	General	Estratégico	Reputación e imagen	Vulneración de derechos humanos de propios o terceros.

Nota. Elaboración propia a partir de Guía Metodológica GIR CHEC V 3, 2020

6.3.2 Evaluar controles y riesgos

En esta etapa se valoran los controles existentes y se califican los 36 riesgos en su probabilidad y consecuencia, teniendo como referencia la eficacia de los controles existentes. La calificación de los riesgos se hace con el objeto de priorizar la gestión de acuerdo con el nivel de riesgos de cada escenario. Ver Anexo 2: Evaluación Controles Existentes

6.3.2.1 Evaluación de los controles. Consiste en evaluar los atributos, la eficacia y la efectividad de los controles existentes, que se encuentran orientados a disminuir la probabilidad o la consecuencia del riesgo. Para la tabla de valoración de riesgos y controles, el término atributo del control hace referencia a las características de diseño y operación de los controles, así como a las de su desarrollo y madurez. Los criterios con los cuales se asignó la evaluación del control para cada uno de los riesgos planteados se describen en el anexo 2.

Desde la visión del nivel de control para cada uno de los 36 riesgos identificados, se obtuvo un valor promedio de control “medio” (figura 29), lo cual nos indica la necesidad de madurar la aplicación en algunos de los controles existentes e implementar las acciones de mejoramiento que son expuestas en las recomendaciones, de manera que se logre minimizar la probabilidad y(o) mitigar las consecuencias generadas por los escenarios de riesgo identificados.

Figura 29. *Evaluación del control*

Indicador	Valor	Nivel
Promedio de los controles	3,42	Medio

El grado de evaluación del control por cada riesgo considerado en el análisis se asignó partiendo de los criterios definidos en la tabla 4, y a partir de dichos criterios se obtuvieron los resultados para cada riesgo, los cuales se describen seguidamente en la tabla 5.

Tabla 4. Criterios definidos como bajo, medio y alto para la evaluación de controles del anexo 2 de la Guía Metodológica para la Gestión Integral de Riesgo

El control existentes es	Atributos	Atención al riesgo	Confiabilidad	Efectividad	Eficacia
Bajo	<p>* El control se ejecuta de forma manual o semiautomática, su frecuencia de aplicación es esporádica o periódica, hay responsable asignado sin formalizar y está deficientemente documentado en sus componentes y(o) su aplicación.</p> <p>* Los controles cumplen parcialmente requerimientos normativos mínimos.</p>	Baja	30% a 50%	Deficiente	Deficiente
Medio	<p>* El control se ejecuta de forma semiautomática, su frecuencia de aplicación es periódica, hay responsable asignado sin formalizar y está parcialmente documentado en sus componentes y(o) su aplicación.</p> <p>* Los controles cumplen requerimientos normativos mínimos.</p>	Moderada	50% a 70%	Moderada	Moderada
Alto	<p>* El control se ejecuta de forma semiautomática o sistematizada, su frecuencia de aplicación es periódica o continua, hay</p>	Significativa	70% a 95%	Alta	Alta

responsable asignado formalmente y está cerca de documentarse completamente en sus componentes y(o) su aplicación.

Tabla 5. Resultado de evaluación de controles existentes por riesgo

Código del riesgo	Agrupador	Nombre del riesgo	Evaluación del control
R1	Gestión del grupo empresarial	Cambios desfavorables en las variables comerciales.	Alto
R2	Gestión del grupo empresarial	Cambios desfavorables en las variables de mercado.	Alto
R3	Gestión del grupo empresarial	Cambios normativos/factores regulatorios e institucionales orientados a esquemas de generación a partir de fuentes convencionales.	Alto
R4	Planeación y crecimiento	Debilidades en los atributos de la información/desarticulación entre el sector energía y el sector TIC.	Medio
R5	Jurídico y regulatorio	Incertidumbre para la remuneración de activos de redes inteligentes/ remuneración de activos no eléctricos.	Alto
R6	Procesos y procedimientos	Deficiencias en la definición de indicadores/metras de desempeño.	Bajo
R7	Procesos y procedimientos	Deficiencias en la planeación del abastecimiento de bienes y servicios.	Alto
R8	Procesos y procedimientos	Deficiencias en las capacidades organizacionales.	Alto
R9	Político	Deterioro de la calificación de riesgo de emisor.	Alto

R10	Planeación y crecimiento	Dificultades en el acceso a financiamiento adecuado para soluciones AGPE/bajo grado de conocimiento y limitada experiencia en las tecnologías de energías renovables en las instituciones y el sector financiero local.	Medio
R11	Planeación y crecimiento	Falta de divulgación del conocimiento en términos de autogeneración hacia los usuarios finales de la red (sector residencial, comercial e industrial).	Bajo
R12	Gestión del talento humano	Dificultad para conseguir la fuerza laboral idónea en el mercado.	Medio
R13	Planeación y crecimiento	Dificultad para cumplir los supuestos de los planes de negocios.	Bajo
R14	Comercial	Dificultad para desarrollar las actividades de operación comercial.	Alto
R15	Mercado	Disminución de la participación en el mercado.	Bajo
R16	Gestión de la cadena de suministro	Entrega deficiente o inoportuna de proyectos a la operación.	Medio
R17	Gestión del talento humano	Errores u omisiones en procesos y procedimientos.	Medio
R18	Procesos y procedimientos	Escapes o pérdidas de fluidos (energía).	Alto
R19	Naturales y antrópicos	Escasez de recursos naturales para la prestación de los servicios.	Alto
R20	No disponibilidad de activos o productos	Fallas en el ciclo del mantenimiento.	Alto

R21	Relacionamiento con grupos de interés	Fallas en la gestión de proveedores.	Alto
R22	Gestión de la información	Fallas en las tecnologías de información/la operación que soporta el proceso.	Alto
R23	Planeación y crecimiento	Falta de homologación de métodos de trabajo.	Medio
R24	Liquidez	Inadecuada definición de los supuestos o la estructura de los modelos cuantitativos y financieros.	Bajo
R25	No disponibilidad de activos o productos	Inadecuada gestión de activos.	Medio
R26	Planeación y crecimiento	Inadecuada implementación del modelo de negocio en el Grupo EPM.	Medio
R27	Relacionamiento con grupos de interés	Inadecuado relacionamiento/comunicación de la información a grupos de interés.	Alto
R28	Jurídico y Regulatorio	Incumplimiento de la normatividad.	Alto
R29	Liquidez	Insuficiencia de recursos financieros.	Alto
R30	No disponibilidad de activos o productos	Insuficiencia/no disponibilidad de infraestructura.	Medio
R31	Gestión de la información	Insuficiencia/no disponibilidad de recursos informáticos/tecnológicos.	Alto
R32	Gestión del talento humano	Resistencia al cambio.	Bajo

R33	Gestión del talento humano	Uso inadecuado de los activos.	Alto
R34	Gestión del talento humano	Uso inadecuado de los recursos naturales.	Alto
R35	Gestión del talento humano	Uso indebido de la información.	Alto
R36	Reputación e imagen	Vulneración de derechos humanos de propios o terceros.	Alto

7.3.2.2 Evaluación del riesgo con controles existentes. Para evaluar cada escenario de riesgo, el primer paso es seleccionar los objetos de impacto que se afectan con la materialización del riesgo de acuerdo con los efectos identificados. Cuando hay varios objetos de impacto que se pueden ver involucrados, estos se deben identificar, y se selecciona aquel que se afecta en mayor medida, el cual se denomina objeto de impacto relevante. Sobre el objeto de impacto relevante se evaluará la consecuencia del escenario de riesgo de acuerdo con la tabla de valoración aplicable. Una vez identificados los objetos de impacto que se pueden afectar y el objeto de impacto relevante, se procede a calificar el escenario en su probabilidad y consecuencia, teniendo en cuenta los controles existentes.

Los objetos de impacto adoptados para el análisis son, en su orden:

1. *Personas.* Se refiere al impacto que la materialización de un riesgo puede tener por la falta de gestión del talento humano a raíz de no disponer de los conocimientos, destrezas, habilidades, talentos y know-how requeridos para desarrollar las actividades requeridas por la estrategia. No contar con las habilidades administrativas para aprovechar y capitalizar el talento humano en pro del logro de los objetivos empresariales.
2. *Imagen/reputación.* Se refiere al impacto que un riesgo puede tener en aspectos tales como confianza y credibilidad en los compromisos de CHEC.
3. *Ambiental.* Se refiere al impacto que se puede tener en las condiciones ambientales en las cuales se desarrollan las actividades del nivel de gestión analizado.
4. *Información.* Describe el impacto que la materialización de un riesgo puede tener en la disponibilidad, confidencialidad e integridad de la información que administra o modifica el nivel de gestión analizado.

5. *Calidad*. Describe las consecuencias que la materialización de un riesgo puede tener en la capacidad del nivel de gestión analizado, de cumplir con el objetivo del producto o servicio que administra o que es resultado de sus actividades.

7.3.2.2.1 Probabilidad de ocurrencia del riesgo. Según la disponibilidad de información histórica respecto al riesgo analizado, o con base en el conocimiento y experiencia, se procede a calificar la probabilidad de ocurrencia de cada escenario de riesgo de acuerdo con los criterios que se detallan en el anexo 3, que contiene la tabla de evaluación de la probabilidad de ocurrencia del riesgo descritos.

7.3.2.2.2 Consecuencia. La consecuencia sobre el objeto de impacto relevante se califica según la disponibilidad de información histórica respecto al riesgo analizado, o con base en el conocimiento y la experiencia. Esto de acuerdo con los criterios definidos en los anexos 4, 5 y 6, que contienen las tablas para la valoración de las consecuencias por objeto de impacto.

7.3.2.2.3 Cálculo del nivel de riesgo. Una vez definida la probabilidad y la consecuencia para los 36 riesgos, se procede a calcular el nivel de riesgo como el producto entre ambas. Para el cálculo es importante tener en cuenta que cada elemento de la probabilidad y la consecuencia tienen un valor asociado. Para el caso de la probabilidad los valores obedecen a un patrón lineal con uno (1) como mínimo y cinco (5) como máximo. Para la consecuencia el patrón es exponencial con uno (1) como mínimo y dieciséis (16) como máximo. Este último patrón se define con el objeto de darle mayor preponderancia a la consecuencia del riesgo al momento de evaluarlo, obteniendo la Matriz de Riesgos, representada en la figura 30.

Figura 30. Matriz de riesgos

PROBABILIDAD		CONSECUENCIA				
		Mínima	Menor	Moderada	Mayor	Máxima
		1	2	4	8	16
Muy alta	5					
Alta	4				R3,R5,R9,R10,R11	
Media	3				R12,R13,R18	R15,R32
Baja	2				R1,R2,R4,R6,R7,R8,R14,R16,R17,R19,R20,R21, R23,R26,R27,R30,R33,R34,R35	R22,R24,R25,R28,R29,R31,R36
Muy baja	1					

6.3.3 Matriz de riesgos

Representa gráficamente los riesgos identificados según su nivel de riesgo individual. De acuerdo con la clasificación de los 36 riesgos por nivel de criticidad, se identifican 14 extremos y 22 altos, los cuales están dando como resultado las posibles consecuencias de la integración de fuentes de generación a partir de energías renovables no convencionales en el sistema eléctrico de CHEC, del que habla en particular el objetivo tres del estudio de caso.

Figura 31. Índice de riesgo del estudio de caso

INDICE DE RIESGO	
Suma riesgos individuales	856
Número de riesgos	36
Índice de Riesgo	0,667 Alto

ESCALA DE EVALUACIÓN		
0,37	0,00	Bajo
0,53	0,37	Medio
0,67	0,53	Alto
1,00	0,67	Muy Alto

6.3.4 Índice de riesgo

El índice de riesgo es un valor numérico entre cero (0) y uno (1), que se calcula para el nivel de gestión en el análisis, en términos de la probabilidad y consecuencia, de cada uno de los riesgos identificados. Dicho índice tiene dos objetivos: resumir en un único valor el riesgo general del nivel de gestión analizado, donde valores más altos representan mayor riesgo, y facilitar el seguimiento a la evolución de dichos valores (ver anexo 3, evaluación probabilidad ocurrencia del riesgo).

Para el caso de estudio, el índice de riesgo arrojó un valor de 0,667 en la escala (figura 31); es decir, “Alto”, por las implicaciones que tiene para CHEC sortear los desafíos que vislumbra la transición de los DSO, con la integración de fuentes de generación a pequeña escala a partir de fuentes renovables no convencionales.

El escenario de riesgos, cuyo resultado se observa en la tabla 5, muestra un nivel de riesgo entre “Alto” y “Extremo” para los 36 riesgos incluidos en el análisis, producto de considerar “Baja” la probabilidad de ocurrencia, debido a la forma eficiente como CHEC diseña sus procesos.

Según se aprecia en la tabla 6, en todos los casos la consecuencia se considera “Mayor” o “Máxima”, por los resultados adversos que pueden presentarse en lo económico, ambiental y social, por efectos derivados de la gestión, en aspectos técnicos, operativos, económicos, comerciales, regulatorios o estratégicos, entre otros.

Tabla 6. Nivel de riesgo a partir de la probabilidad y la consecuencia

Código del riesgo	Agrupador	Nombre del riesgo	Probabilidad	Consecuencia	Nivel de riesgo P x C
R1	Gestión del empresarial	grupo Cambios desfavorables en las variables comerciales.	Baja	Mayor	Alto
R2	Gestión del empresarial	grupo Cambios desfavorables en las variables de mercado.	Baja	Mayor	Alto
R3	Gestión del empresarial	grupo Cambios normativos/factores regulatorios e institucionales orientados a esquemas de generación a partir de fuentes convencionales.	Alta	Mayor	Extremo
R4	Planeación y crecimiento	Debilidades en los atributos de la información/desarticulación entre el sector energía y el sector TIC.	Baja	Mayor	Alto
R5	Jurídico y Regulatorio	Incertidumbre para la remuneración de activos de redes inteligentes/remuneración de activos no eléctricos.	Alta	Mayor	Extremo

Código del riesgo	Agrupador	Nombre del riesgo	Probabilidad	Consecuencia	Nivel de riesgo P x C
R6	Procesos y procedimientos	Deficiencias en la definición de indicadores/metas de desempeño.	Baja	Mayor	Alto
R7	Procesos y procedimientos	Deficiencias en la planeación del abastecimiento de bienes y servicios.	Baja	Mayor	Alto
R8	Procesos y procedimientos	Deficiencias en las capacidades organizacionales.	Baja	Mayor	Alto
R9	Político	Deterioro de la calificación de riesgo del emisor.	Alta	Mayor	Extremo
R10	Planeación y crecimiento	Dificultades en el acceso a financiamiento adecuado para soluciones AGPE/bajo grado de conocimiento y limitada experiencia en las tecnologías de energías renovables en las instituciones y el sector financiero local.	Alta	Mayor	Extremo
R11	Planeación y crecimiento	Falta de divulgación del conocimiento en términos de autogeneración hacia los usuarios finales de la red (sector residencial, comercial e industrial).	Alta	Mayor	Extremo

Código del riesgo	Agrupador	Nombre del riesgo	Probabilidad	Consecuencia	Nivel de riesgo P x C
R12	Gestión del talento humano	Dificultad para conseguir la fuerza laboral idónea en el mercado.	Media	Mayor	Alto
R13	Planeación y crecimiento	Dificultad para cumplir los supuestos de los planes de negocios.	Media	Mayor	Alto
R14	Comercial	Dificultad para desarrollar las actividades de operación comercial.	Baja	Mayor	Alto
R15	Mercado	Disminución de la participación en el mercado.	Media	Máxima	Extremo
R16	Gestión de la cadena de suministro	Entrega deficiente o inoportuna de proyectos a la operación.	Baja	Mayor	Alto
R17	Gestión del talento humano	Errores u omisiones en procesos y procedimientos.	Baja	Mayor	Alto
R18	Procesos y procedimientos	Escapes o pérdidas de fluidos (energía).	Media	Mayor	Alto

Código del riesgo	Agrupador	Nombre del riesgo	Probabilidad	Consecuencia	Nivel de riesgo P x C
R19	Naturales y antrópicos	Escasez de recursos naturales para la prestación de los servicios.	Baja	Mayor	Alto
R20	No disponibilidad de activos o productos	Fallas en el ciclo del mantenimiento.	Baja	Mayor	Alto
R21	Relacionamiento con grupos de interés	Fallas en la gestión de proveedores.	Baja	Mayor	Alto
R22	Gestión de la información	Fallas en las tecnologías de información/operación que soporta el proceso.	Baja	Máxima	Extremo
R23	Planeación y crecimiento	Falta de homologación de métodos de trabajo.	Baja	Mayor	Alto
R24	Liquidez	Inadecuada definición de los supuestos o estructura de los modelos cuantitativos y financieros.	Baja	Máxima	Extremo
R25	No disponibilidad de activos o productos	Inadecuada gestión de activos.	Baja	Máxima	Extremo

Código del riesgo	Agrupador	Nombre del riesgo	Probabilidad	Consecuencia	Nivel de riesgo P x C
R26	Planeación y crecimiento	Inadecuada implementación del modelo de negocio en el Grupo EPM.	Baja	Mayor	Alto
R27	Relacionamiento con grupos de interés	Inadecuado relacionamiento/comunicación de la información a grupos de interés.	Baja	Mayor	Alto
R28	Jurídico y Regulatorio	Incumplimiento de la normatividad.	Baja	Máxima	Extremo
R29	Liquidez	Insuficiencia de recursos financieros.	Baja	Máxima	Extremo
R30	No disponibilidad de activos o productos	Insuficiencia/no disponibilidad de infraestructura.	Baja	Mayor	Alto
R31	Gestión de la información	Insuficiencia/no disponibilidad de recursos informáticos/tecnológicos.	Baja	Máxima	Extremo
R32	Gestión del talento humano	Resistencia al cambio.	Media	Máxima	Extremo

Código del riesgo	Agrupador	Nombre del riesgo		Probabilidad	Consecuencia	Nivel de riesgo P x C	
R33	Gestión humano	del	talento	Uso inadecuado de los activos.	Baja	Mayor	Alto
R34	Gestión humano	del	talento	Uso inadecuado de los recursos naturales.	Baja	Mayor	Alto
R35	Gestión humano	del	talento	Uso indebido de la información.	Baja	Mayor	Alto
R36	Reputación e imagen		Vulneración de derechos humanos de propios o terceros.		Baja	Máxima	Extremo

Nota. Nivel de Riesgo PxC corresponde al nivel de Probabilidad por Consecuencia

6.3.5 Tratamiento de riesgos

El tratamiento del riesgo implica identificar las acciones potenciales que se deben implementar para tratar los riesgos, tomando como punto de partida los controles existentes que fueron considerados durante la evaluación de los riesgos, y teniendo en cuenta esta base se identifican las acciones faltantes que son importantes para mitigar los riesgos analizados. Con este tratamiento se busca, entre otros aspectos:

- Mejorar los controles existentes, interviniendo las variables que determinan su eficacia. Esto es, los atributos y la efectividad del control.
- Diseñar e implementar nuevas acciones.

Para efectos de considerar el tratamiento de los riesgos identificados, el análisis se hará por *agrupadores*, de los cuales surgen quince categorías (tabla 7):

1. Gestión del grupo empresarial
2. Planeación y crecimiento
3. Jurídico y Regulatorio
4. Procesos y procedimientos
5. Político
6. Gestión del talento humano
7. Comercial
8. Mercado
9. Liquidez
10. Gestión de la cadena de suministro
11. Naturales y antrópicos

- 12. No disponibilidad de activos o productos
- 13. Relacionamiento con grupos de interés
- 14. Gestión de la información
- 15. No disponibilidad de activos o productos

Tabla 7. *Riesgos por agrupador gestión del grupo empresarial*

Código del riesgo	Agrupador	Nombre del riesgo	Evaluación del control	Nivel de riesgo P x C
R1	Gestión del grupo empresarial	Cambios desfavorables en las variables comerciales.	Alto	Alto
R2	Gestión del grupo empresarial	Cambios desfavorables en las variables de mercado.	Alto	Alto
R3	Gestión del grupo empresarial	Cambios normativos/factores regulatorios e institucionales orientados a esquemas de generación a partir de fuentes convencionales.	Alto	Extremo

La evaluación del control para este tipo de riesgos es de la categoría *estratégico*, de origen interno, y aparece en escala “Alto”, por el conjunto de valores, principios, políticas, reglas, medios, prácticas y procesos por medio de los cuales el Grupo EPM dirige, opera y controla el negocio a través de un modelo de gestión integral, y ejerce el papel de matriz del grupo y la consecuente responsabilidad de fortalecer la gestión de las filiales.

Todas aquellas disposiciones de carácter normativo que pueden afectar los ingresos por el negocio de comercialización se consideran al nivel de riesgo. Con la integración de los AGPE al esquema regulatorio y a la matriz energética del país, los ingresos por venta de energía y reconocimiento de excedentes impactarán de forma directa a los comercializadores. De ahí la importancia de generar estrategias a partir del concepto EaaS, para satisfacer los requerimientos de los demás DER, tales como: vehículos eléctricos, medida inteligente, acumulación de energía, gestión de la demanda, eficiencia energética, multitarifación por picos y valles, IoT, inteligencia artificial, ciudades inteligentes, etc.

A través de este estudio de caso se ha hecho énfasis en el nuevo rol que adoptarán los DSO, en cuyo ecosistema aparecen los siguientes aspectos:

- Mayor flexibilidad en las redes de distribución.
- Replantear las inversiones en grandes proyectos de generación a partir de fuentes convencionales y redes de transmisión (250 a 500 kV), para orientar las inversiones en DER.
- Conquista de nuevos mercados aprovechando las ventajas competitivas y el manejo de la información y las comunicaciones como soporte de la operación del negocio de distribución.

Tabla 8. Riesgos por agrupador planeación y crecimiento

Código del riesgo	Nombre de riesgo	Evaluación del control	Nivel de riesgo P x C
R4	Debilidades en los atributos de la información.	Medio	Alto
R10	Deterioro en la calidad de los recursos naturales para la prestación del servicio.	Medio	Extremo
R11	Dificultad para acceder a recursos naturales para la prestación de los servicios.	Bajo	Extremo
R13	Dificultad para cumplir los supuestos de los planes de negocios.	Bajo	Alto
R23	Falta de homologación de métodos de trabajo.	Medio	Alto
R26	Inadecuada implementación del modelo de negocio en el Grupo EPM.	Medio	Alto

La evaluación del control para este tipo de riesgos es de la categoría *estratégico*, de origen interno-externo, y aparece en escalas variadas de calificación entre “Medio” y “Bajo”, por la dificultad o imposibilidad para incursionar o aumentar participación en los negocios o mercados objetivo, cumplir los supuestos de los planes de negocios, sostener el crecimiento alcanzado, tomar decisiones de inversión desacertadas o no gestionar adecuadamente los proyectos, entre otros (tabla 8).

En materia de autogeneración a pequeña escala, CHEC se encuentra en la etapa cero de definición de un modelo de negocio para el diseño de estrategias y procedimientos en la promoción de AGPE, y apenas se da cumplimiento a la *Resolución CREG 030 de 2018* en la recepción de solicitudes de conexión de auto generadores a pequeña escala, con un alto índice de rechazo de solicitudes por incumplimiento de requisitos producto de la desinformación hacia los grupos de interés empleados

y clientes (CREG, 2018). Habiéndose promulgado la *Resolución CREG 030* en febrero de 2018, en 2021 son ya tres años en los que 58 autogeneradores a pequeña escala se encuentran conectados a la red de CHEC. El 2 de diciembre de 2020 CHEC expidió la *Guía Metodológica para la Gestión de las Ideas* (documento privado, 2021), que abre la oportunidad de dinamizar el sistema de gestión de la innovación de modo tal que permita la identificación y análisis de oportunidades en relación con los retos y desafíos de la organización.

Para el tratamiento y valoración de las ideas, que se convierte en la priorización que hará la organización de las iniciativas que se vayan a descubrir o incubar, la metodología de selección se definió a partir de cinco criterios basados en la capacidad o conocimiento disponible para el desarrollo, que se muestran a continuación en la tabla 9.

Tabla 9. *Criterios de selección de las ideas a partir de la capacidad o conocimiento disponible para el desarrollo*

VALOR	Capacidad o conocimiento disponible para el desarrollo	Restricciones normativas y legales	Tiempo estimado para lanzamiento (Meses)	Inversión Requerida (MCOP)	Alineación estratégica
5	Capacidad interna – Conocimiento interno	Bajo	0 a 3	0 a 10	Totalmente alineado
4	Capacidad interna – Conocimiento externo	Medio – Bajo	4 a 8	11 a 30	Alta alineación
3	Sin capacidad interna – Conocimiento interno	Medio	9 a 12	31 a 70	Medianamente alineado
2	Sin capacidad interna – Combinación conocimiento interno y	Medio – Alto	12 a 18	71 a 100	Parcialmente alineado

	externo				
1	Sin capacidad interna – Conocimiento externo	Alto	18 en adelante	100 y más	No alineado

Nota. CHEC, GM-PA-04-000-001 (2021).

De igual forma, se definió una segunda metodología de selección a partir de cinco criterios basados en la relevancia de las necesidades de los consumidores. El producto que recoge el desarrollo y análisis de esta fase es llamado “Caso para la acción”. Este es el primer momento de la innovación en la organización, el cual puede ser comparable con “la identificación” en la terminología de gestión de proyectos.

Para el caso de estudio, si se tratase de la promoción de los AGPE, en el que CHEC asuma el rol de promotor, la escala en la que se ubicaría es 4, ya que: apunta a cubrir una necesidad, el producto o proceso empieza a vislumbrarse a partir de la expedición de la normatividad (*Resolución CREG 030 de 2018*), establece un período de entre 3 y 4 años para estabilizar la ventaja competitiva y estima unos ingresos entre COP 200 y 400 millones. Estos datos son estimados y corresponden a las proyecciones de la Guía, ya que no establecen la fuente de consulta (tabla 10).

Tabla 10. *Criterios de selección de las ideas a partir de la relevancia de las necesidades de los consumidores*

VALOR	Relevancia de la necesidades de los consumidores	Novedad	Estabilidad de la ventaja competitiva	Ventas / optimización (impacto económico en 1 año) MCOP
5	Resuelve un problema	Producto y/o procesos inexistente en el país	5 o más años la competencia tiene el mismo producto	400 y Más
4	Cubre una necesidad	Producto y/o procesos inexistente en la región	Entre 3 y 4 años la competencia tiene el mismo producto	200 a 400
3	Satisface un deseo	Producto y/o procesos inexistente en la empresa	Entre 2 y 3 años la competencia tiene el mismo producto	100 a 200
2	Sería un antojo	Proceso existente en la empresa	Entre 1 y 2 años la competencia tiene el mismo producto	51 a 100
1	Irrelevante	Producto masificado	En 1 año o menos la competencia tiene el mismo producto	0 a 50

Nota. CHEC, GM-PA-04-000-001 (2021).

Tabla 11. *Riesgos por agrupador jurídico y regulatorio*

Código del riesgo	Nombre de riesgo	Evaluación del control	Nivel de riesgo P x C
R5	Deficiencias en la adaptación frente a la variabilidad climática.	Alto	Extremo
R28	Incumplimiento de la normatividad.	Alto	Extremo

La evaluación del control para riesgos Jurídico y Regulatorio, es de la categoría cumplimiento, de origen externo, y aparece con controles “Altos”, pero con nivel de riesgo “Extremo”, por las posibles consecuencias de no darle cumplimiento a la normatividad o regulación aplicable a las actividades desarrolladas por CHEC o por las modificaciones adversas en el marco normativo o regulatorio aplicable a las áreas de soporte o los negocios de comercialización y distribución de energía (tabla 11). En el R5, cuyo enfoque es la adaptación frente a la variabilidad climática, se recuerda que todo el tema de energías renovables en el mundo se está dando como cumplimiento del compromiso de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, y en esa materia Colombia viene desarrollando desde el ámbito jurídico (descrito en el capítulo 6.1 Contexto regulatorio y normativo) el andamiaje que soporte la transición a un esquema de matriz energética con participación de las FNCER.

Tabla 12. Riesgos por agrupador procesos y procedimientos

Código del riesgo	Nombre del riesgo	Evaluación del control	Nivel de riesgo P x C
R6	Deficiencias en la definición de indicadores / metas de desempeño	Bajo	Alto
R7	Deficiencias en la planeación del abastecimiento de bienes y servicios	Alto	Alto
R8	Deficiencias en las capacidades organizacionales	Alto	Alto
R18	Escapes o pérdidas de fluidos (energía)	Alto	Alto

La evaluación del control para este tipo de riesgos es de la categoría *operacional*, de origen interno, y aparece con controles “Bajo” y “Alto” y nivel de riesgo “Alto”, y se da por actuaciones u omisiones no motivadas por la intención de causar un daño u obtener beneficio, ni por ausencia o deficiencia en la definición o aplicación de los procedimientos (tabla 12).

En R6 se hace referencia exclusivamente a indicadores de desempeño implementados al AGPE o prosumidores, en los que CHEC posee todo el potencial para definir metas estratégicas de cumplimiento, para asegurar nuevos ingresos, satisfacer las necesidades de los clientes y asegurar la atención de la demanda en su mercado de comercialización.

En un proceso de observación de los indicadores del Negocio de Comercialización de CHEC se encuentra el indicador denominado “Ejecución de las iniciativas del Plan Comercial para CHEC”, que incluye 29 focos de atención, entre los que se destacan los siguientes:

- Incrementar y asegurar los ingresos de los negocios.

- Colocación de créditos en el segmento *empresas* a través del Programa de Financiación social (oferta gestión energética integral, que incluye solución solar fotovoltaica y formación). Este programa presentó en 2019 un acumulado de 12 financiaciones por un valor total de \$138.849.330, representado en tres trabajos en eficiencia energética y nueve en iluminación eficiente. Se continúa ampliando la cobertura del servicio a nuevos clientes, disponiendo en el portafolio de empresa nuevos aliados, enfocados en temas de eficiencia energética, iluminación eficiente, domótica, ascensores, sistema de carga y energía solar.
- Apalancar la estrategia de movilidad sostenible del Grupo EPM. En 2019, con la instalación de una estación de carga se dio impulso al ecosistema de movilidad sostenible en el área de cobertura de CHEC.
- Diferentes canales de atención y relacionamiento con los clientes, presenciales y virtuales, a través de los cuales se les puede dar una mayor difusión a temas relacionados con autogeneración a pequeña escala y, en general, a los prosumidores como nuevos actores dentro del ecosistema del DSO CHEC.

A continuación, en la tabla 13 se presentan los indicadores de seguimiento del plan comercial CHEC 2019, clasificados por FOCO, nombre del Indicador, descripción, unidad de medida y meta lograda en 2019

Tabla 13. *Indicador seguimiento plan comercial CHEC 2019*

Foco	Nombre	Descripción	Unidad de medida	Meta lograda 2019
1. Facilitar el acceso y la comprabilidad.	Vinculación clientes energía CHEC-Hogares y empresas	Vincular 12.200 clientes al servicio de energía en el mercado CHEC.	Clientes	101,80%
2. Incrementar y asegurar los ingresos de los negocios.	Clientes otros comercializados recuperados-CHEC	Dos de las fronteras clientes con otros comercializadores recuperados, cuya tarifa en los últimos seis meses haya estado por encima de la tarifa regulada en CHEC.	Clientes	100%
3. Incrementar y asegurar los ingresos de los negocios.	Portafolio de Alumbrado público en los clientes del segmento Gobierno.	Promover el portafolio de alumbrado público en los municipios buscando concretar nuevos negocios e ingresos.	Clientes	100%
4. Incrementar y asegurar los ingresos de los negocios.	Potencializar el portafolio de soluciones del Programa de Financiación Social para los clientes del segmento empresas.	Colocación de créditos en el segmento empresas a través del Programa de Financiación Social (oferta gestión energética integral, incluye solución solar fotovoltaica y formación).	clientes	100%
5. Incrementar y asegurar los ingresos de los negocios.	Colocaciones Programa de Financiación social	Obtener en el Programa de Financiación Social colocaciones por valor de \$8.659 millones. Continuidad sustitución de neveras.	Pesos	134%
6. Incrementar y asegurar los ingresos de los negocios.	Ingresos por contratos de facturación y recaudo con terceros	Obtener por el servicio de Facturación y recaudo a terceros \$984 millones en ingresos, fomentando en el mercado CHEC la cultura de la asegurabilidad.	pesos	79%

Foco	Nombre	Descripción	Unidad de medida	Meta lograda 2019
7. Apalancar la estrategia de movilidad sostenible del grupo EPM.	Ecosistema movilidad sostenible	Continuar fomentando el ecosistema de movilidad sostenible en el territorio CHEC. Instalación de una estación de carga.	Informe	100%
8. Llevar la función comercial a la gestión digital.	Factura web	Incrementar en un 15% los inscritos a la oferta Factura web. Plan de acción Factura Web 2019. Incluye estrategia de comunicación, sensibilización y educación sobre el envío digital de la factura, pago por medios electrónicos y pago con número de cuenta.	clientes	135%
9. Llevar la función comercial a la gestión digital/mejorar la experiencia del cliente.	Fortalecimiento de canales vanguardistas	Potencializar los esquemas de atención virtual (módulos de autoatención, zonas virtuales en oficinas, atención remota, formularios).	Informe	100%
10. Facilitar el acceso y la comprabilidad.	Estrategias de comunicación	Definir, estructurar e implementar estrategias de comunicación asociadas a: valor del servicio, interrupciones del servicio, cultura de la legalidad y riesgo eléctrico, otros negocios (PFS, facturación y recaudo).	Informe	100%
11. Incrementar y asegurar los ingresos de los negocios.	Nueva demanda de energía	Generación de nueva demanda de energía a partir de fomentar el uso de electrodomésticos sustitutos de gasodomésticos (calentadores de agua eléctricos).	Informe	100%
12. Incrementar y asegurar los ingresos de los negocios.	Convenio gremios-CHEC	Hacer convenios con gremios de Caldas y Risaralda, para abordar a los afiliados a estos gremios, en temas de interés de CHEC asociados a gestión energética, dado su	Gremios con convenio-clientes	100%

Foco	Nombre	Descripción	Unidad de medida	Meta lograda 2019
		impacto en la sostenibilidad y competitividad de los agremiados que son clientes CHEC.	impactados	
13. Facilitar acceso y comprabilidad/mejorar la experiencia del cliente.	Gestión educativa segmento empresas	Efectuar cinco acercamientos empresariales a clientes del segmento empresas.	No. De acercamientos	260%
14. Facilitar acceso y comprabilidad/mejorar la experiencia del cliente.	Estrategia de comunicación en temas técnicos y regulatorios en CHEC	Programar un evento técnico y regulatorio con clientes del segmento empresas.	No. De eventos	300%
15. Facilitar acceso y comprabilidad/llevar la función comercial a la gestión digital.	Gestión educativa CHEC	Hacer 50.000 interacciones educativas, al implementar el Plan Educativo Empresarial y la estrategia de Cercanía con Clientes y Comunidad 2019.	Interacciones	179.8 %
16. Facilitar acceso y comprabilidad.	Programa Constructores	Atención preferencial al canal constructores, que incluye acciones de relacionamiento, acompañamiento y formación.	Informe	100%
17. Incrementar y asegurar los ingresos de los negocios.	Desarrollo y estructuración de capacidad organizacional de ventas	Realizar actividades de referenciamiento, conceptualización y documentación de la capacidad organizacional de ventas asociadas a otros negocios (PFS y Facturación y recaudo terceros, que permitan definir la ruta metodológica para CHEC.	Informe	100%

Nota. Elaboración propia a partir de Indicador Seguimiento Plan Comercial CHEC 2019

Tabla 14. Riesgos por agrupador político

Código del riesgo	Nombre de riesgo	Evaluación del control	Nivel de riesgo P x C
R9	Deterioro de la calificación de riesgo de emisor.	Alto	Extremo

El nivel de riesgo en el agrupador político, tabla 14, está dado por la afirmación que en octubre de 2019 emitiera la calificadora de riesgos Fitch en su CHEC Informe de Sostenibilidad 2019 (CHEC, 2019), enfocada en lo siguiente: “Las calificaciones nacionales de largo y corto plazo para CHEC permanecen en ‘AAA(col)’, manteniendo la observación negativa; y para el riesgo de corto plazo, la calificación ‘F1+(col)’”. Tal como se puede observar, son las mejores calificaciones de riesgo en el mercado de Colombia. La observación negativa en largo plazo se debe a la decisión de afirmar y mantener la calificación de CHEC en Observación Negativa, por la relación estrecha con su matriz Empresas Públicas de Medellín (EPM) [AAA(col), Observación Negativa], dada la existencia de vínculos operativos y estratégicos fuertes que llevan a igualar las calificaciones de CHEC con las de EPM. La Observación Negativa de CHEC está vinculada a la Observación Negativa que tiene la calificación de EPM, la cual refleja la incertidumbre relacionada con los retrasos en la construcción del proyecto hidroeléctrico Ituango (Hidroituango). Dicha situación continúa al momento de realizar este estudio de caso.

Tabla 15. Riesgos por agrupador gestión del talento humano

Código del riesgo	Nombre de riesgo	Evaluación del control	Nivel de riesgo P x C
R12	Dificultad para conseguir la fuerza laboral idónea en el mercado.	Medio	Alto
R17	Errores u omisiones en procesos y procedimientos.	Medio	Alto
R32	Resistencia al cambio.	Bajo	Extremo
R33	Uso inadecuado de los activos.	Alto	Alto
R34	Uso inadecuado de los recursos naturales.	Alto	Alto
R35	Uso indebido de la información.	Alto	Alto

La evaluación del control para riesgos por agrupador gestión del talento humano, tabla 15, es de la categoría *operacional* de origen interno-externo, y aparece con controles “Bajo”, “Medio” y “Alto”, y nivel de riesgo “Alto” y “Extremo”. Este último en el caso del riesgo R32, Resistencia al cambio.

Este panorama de riesgos se da por no disponer de los conocimientos, destrezas, habilidades, talentos y *know-how* necesarios para desarrollar las actividades requeridas por la estrategia, no contar con las habilidades administrativas para aprovechar y capitalizar el talento humano en pro del logro de los objetivos empresariales. Y al hablarse de una transición del negocio hasta hoy conocido por los DSO, en este tipo de organizaciones el cambio debe darse a todo nivel. La transformación de un negocio que se ha caracterizado por prestar el servicio de energía en forma unidireccional (desde la generación, transformación, transmisión, distribución y comercialización, hasta la facturación del servicio), a convertirse en un negocio multidireccional con diferentes

agregados en el lado de la demanda, exige nuevas competencias y habilidades para definir las estrategias en dicha gestión. Asimismo, tener como base el manejo de la información y las comunicaciones, como plataforma de operación en un sistema resiliente, flexible, automatizado y con la capacidad de atender a las nuevas necesidades del cliente final. Por ello, uno de los componentes que deberá atender CHEC es la gestión del talento humano en todas las áreas de actuación: operativa y técnica, estratégica y de dirección, pues debe orientarse hacia el logro de nuevos objetivos basados en las capacidades organizacionales y en el alcance jurídico y normativo.

Tabla 16. Riesgos por agrupadores comercial y mercadeo

Código del riesgo	Agrupador	Nombre del riesgo	Evaluación del control	Nivel de Riesgo P x C
R14	Comercial	Dificultad para realizar las actividades de operación comercial.	Alto	Alto
R15	Mercado	Disminución de la participación en el mercado.	Bajo	Extremo

La evaluación del control para riesgos por agrupadores comercial y mercadeo, tabla 16, es de la categoría *operacional*, y aparece con control “Alto”. Se basa en los errores o deficiencias en la gestión de las operaciones relacionadas con la estructuración e implementación de ofertas comerciales, venta de los productos, servicios y ofertas y relacionamiento con clientes/usuarios, desde la captura, conservación, fidelización, hasta respuesta oportuna a sus requerimientos.

En la evaluación del control para el riesgo R15, se consideró “Bajo” en la evaluación del control, y “Extremo” en el nivel de riesgo, dado que los cambios en las variables de mercado pueden generar pérdidas económicas para CHEC. Las variables de mercado para este análisis hacen

referencia a la pérdida de presencia en el mercado, y sus cambios pueden impactar los estados financieros, el flujo de caja, los indicadores financieros y la viabilidad de los proyectos y las inversiones. Mientras no exista un esquema de negocio orientado a la promoción de autogeneradores, para explorar nuevos modelos comerciales para consumidores finales (que potencialice a los prosumidores a jugar un papel activo en el sistema energético, con enfoques orientados a satisfacer la demanda, proporcionar servicios óptimos de gestión energética), este nivel de riesgo puede representar una disminución de ingresos en el negocio de comercialización. No ocurre lo mismo en el negocio de distribución, debido a que la regulación dispone un esquema de remuneración por los activos en operación del DSO que es independiente de la cantidad de energía que transporte.

Tabla 17. Riesgos por agrupador liquidez

Código del riesgo	Agrupador	Nombre de riesgo	Evaluación del control	Nivel de riesgo P x C
R24	Liquidez	Inadecuada definición de los supuestos o estructura de los modelos cuantitativos y financieros.	Bajo	Extremo
R29	Liquidez	Insuficiencia de recursos financieros.	Alto	Extremo

La evaluación del control para riesgos por agrupador liquidez, tabla 17, es de la categoría *financiero*, y aparece con control “Alto” y “Bajo” y nivel de riesgo “Extremo”, y se da por la insuficiencia de fondos y la dificultad para obtener los recursos necesarios para cumplir los flujos de caja requeridos para cumplir con las obligaciones vigentes y el plan de inversiones de CHEC. En relación con el riesgo R15, la inadecuada definición de los supuestos o de la estructura de los modelos cuantitativos y financieros, a partir de un nuevo escenario de negocio, puede generar

insuficiencia de recursos financieros, altas inversiones en proyectos poco estratégicos, recursos ociosos, etc. Aquí se requiere un direccionamiento estratégico, que se implemente de manera adecuada, que se actualice, que sea interiorizado en la cultura organizacional y que les dé respuesta a las capacidades y competencias de la empresa para responder a las señales del entorno.

Tabla 18. Riesgos por agrupadores no disponibilidad de activos o productos y gestión de la cadena de suministro

Código del riesgo	Agrupador	Nombre de riesgo	Evaluación del control	Nivel de riesgo P x C
R16	Gestión de la cadena de suministro	Entrega deficiente o inoportuna de proyectos a la operación.	Medio	Alto
R20	No disponibilidad de activos o productos	Fallas en el ciclo del mantenimiento.	Alto	Alto
R25	No disponibilidad de activos o productos	Inadecuada gestión de activos.	Medio	Extremo
R30	No disponibilidad de activos o productos	Insuficiencia/no disponibilidad de infraestructura.	Medio	Alto

La evaluación del control para riesgos no disponibilidad de activos o productos y gestión de la cadena de suministro, tabla 18, es de la categoría *operacional*, y aparece con control “Alto” y “Medio” y nivel de riesgo “Alto” y “Extremo”. Dicho control está basado en la falta o falla en la prestación del servicio por no disponibilidad de activos, y en deficiencias, falta o falla en el

suministro de bienes y servicios críticos para la operación y la continuidad del servicio. En CHEC, la política de gestión de activos *Norma ISO 55001 (2015)*, ha ido adquiriendo cada vez más importancia en la gestión, dado que los efectos de este plan tienen una alineación con los objetivos del negocio y de la empresa. De esta forma apalancan el direccionamiento estratégico del grupo empresarial, a través de una adecuada gestión de activos durante todo su ciclo de vida, con criterios de costo-riesgo-desempeño. Asimismo, dándoles cumplimiento a los indicadores del cuadro de mando integral y a los indicadores de los procesos. Por ello, en R25 la evaluación del control se considera medio, pues es un asunto de relevancia, que apenas avanza en su perfeccionamiento e integración al mapa estratégico de CHEC. El nivel de riesgo se considera extremo debido a que, una vez en operación los proyectos, el ciclo de mantenimiento, la disponibilidad y la calidad del servicio son factores determinantes en la base de operación de una empresa como CHEC. La salud de los activos eléctricos permite, por lo tanto, la integración de prosumidores a la red, y la autogeneración encuentra la plataforma segura y confiable de conexión y producción de los sistemas de generación para el cubrimiento de la propia demanda y la entrega de excedentes, que garantizan la seguridad y confiabilidad en todo el sistema.

Tabla 19. Riesgos por agrupador relacionamiento con grupos de interés

Código del riesgo	Agrupador	Nombre del riesgo	Evaluación del control	Nivel de riesgo P x C
R21	Relacionamiento con grupos de interés	Fallas en la gestión de proveedores.	Alto	Alto
R27	Relacionamiento con grupos de interés	Inadecuado relacionamiento/comunicación de la información a grupos de interés.	Alto	Alto

La evaluación del control para riesgos por agrupador relacionamiento con grupos de interés, tabla 19, es de la categoría *estratégico*, y aparece con control “Alto” y nivel de riesgo “Alto”, basado en la falta de competencias de los empleados de CHEC para relacionarse con los grupos de interés, lo cual puede generar malestar, dificultad para implementar la estrategia, imposibilidad de ejecutar la estrategia, resentimientos y rechazo. Esta mirada no es solo hacia los usuarios finales; también aparecen los proveedores de soluciones tecnológicas y de mercado para el establecimiento de alianzas estratégicas en el papel de CHEC como promotor de soluciones dentro de un nuevo esquema de negocio, enfocado a satisfacer las necesidades de la demanda, de recursos energéticos cada vez más distribuidos.

Tabla 20. Riesgos por agrupador gestión de la información

Código del riesgo	Agrupador	Nombre del riesgo	Evaluación del control	Nivel de riesgo P x C
R22	Gestión de la información	Fallas en las tecnologías de información/ operación que soporta el proceso.	Alto	Extremo
R31	Gestión de la información	Insuficiencia/ no disponibilidad de recursos informáticos/tecnológicos.	Alto	Extremo

La evaluación del control para riesgos por agrupador gestión de la información, tabla 20, es de la categoría *operacional*, y aparece con control “Alto” y nivel de riesgo “Extremo”, y se da por la necesidad de disponer de medios de comunicación eficaces que soporten la operación del negocio de distribución y que disponga de canales principales y de respaldo. Todo ello sumado a la integración de medición inteligente, que será el hito que marcará la transición a las Smart Grid, conformando una red que integre de manera inteligente las acciones de los usuarios que se encuentran conectados a ella —generadores, consumidores y aquellos que son ambas cosas a la vez—, con el fin de conseguir un suministro eléctrico eficiente, seguro y sostenible. Las comunicaciones deben garantizar la interoperabilidad y la ciberseguridad, puesto que la dinámica de los DSO se va centrar en el manejo de altos niveles de información, y en ello, el éxito de sus operaciones. Los autogeneradores cuentan con medida bidireccional, por cuanto la disponibilidad de la red para la transmisión de la información debe ser acorde a las necesidades de crecimiento y expansión.

Tabla 21. Riesgos por agrupador naturales y antrópicos

Código del riesgo	Agrupador	Nombre del riesgo	Evaluación del control	Nivel de riesgo P x C
R19	Naturales y antrópicos	Escasez de recursos naturales para la prestación de los servicios	Alto	Alto

La evaluación del control para riesgos por agrupador naturales y antrópicos, tabla 21, es de la categoría *operacional*, y aparece con control “Alto” y nivel de riesgo “Alto”, por las posibles afectaciones de la operación, prestación y calidad del servicio por condiciones climáticas y por fenómenos naturales que pongan en riesgo la prestación del servicio por la variabilidad de la disponibilidad del recurso hídrico como recurso primario de las fuentes convencionales de energía.

Tabla 22. Riesgos por agrupador reputación e imagen

Código del riesgo	Agrupador	Nombre del riesgo	Evaluación del control	Nivel de riesgo P x C
R36	Reputación e imagen	Vulneración de derechos humanos de propios o terceros.	Alto	Extremo

La evaluación del control para riesgos por agrupador reputación e imagen, tabla 22, es de la categoría *estratégico*, y aparece con control “Alto” y nivel de riesgo “Extremo”, por no lograr coherencia entre las actuaciones de la Empresa, los comportamientos de las personas de CHEC y la imagen proyectada a los grupos de interés frente a los compromisos adquiridos, lo que genera pérdida de confianza y posicionamiento. Adicionalmente, y en términos de accesibilidad al servicio de energía, se habla del derecho a este, cuyo enfoque se centra en la capacidad política, económica, operativa y técnica para garantizar el disfrute de un servicio de primera necesidad, y para abrir la posibilidad a las FNCER para llegar a zonas apartadas, excluidas y no integradas al sistema interconectado nacional.

6.3.5.1 Selección de opciones de tratamiento. Para seleccionar la alternativa de tratamiento adecuado, se parte de la identificación de las posibles acciones que podrían ayudar a controlar el riesgo, las cuales se deben analizar frente al equilibrio entre el costo y el esfuerzo de la implementación y su beneficio. En las estrategias para el tratamiento del riesgo puede elegirse entre reducir la probabilidad de ocurrencia o el impacto de las consecuencias. Estas opciones pueden aplicarse en forma individual o combinadas. Es importante tener en cuenta que la implementación de estas opciones puede introducir riesgos adicionales que será necesario gestionar y tener en cuenta para la selección de la alternativa de tratamiento.

6.3.5.2 Preparación e implementación de planes de mejoramiento. El plan de mejoramiento es el instrumento de gestión que contiene las acciones de tratamiento que van a ser implementadas, y a través del mismo se le hace seguimiento periódico al avance de la implementación de acciones. Las acciones que se definan en el plan de mejoramiento deberán establecerse de acuerdo con lo descrito en la *Guía Metodológica para la gestión de Planes de Mejoramiento* vigente para CHEC (documento privado, 2020).

6.3.6. Monitorear y revisar

La gestión integral de riesgos se apoya en algunos mecanismos para monitorear y revisar los riesgos. A continuación, se mencionan algunos de ellos.

6.3.6.1 Indicadores de gestión. Por medio de los indicadores de cada nivel de gestión, los responsables de los riesgos pueden obtener información sobre los mismos, sobre si funcionan las medidas de tratamiento y si los riesgos están controlados, lo cual facilita la revisión y su contribución a la gestión. El suministro de los datos para calcular los indicadores está a cargo de los responsables de los riesgos, quienes deben detectar las señales de alerta y definir los correctivos necesarios, y, si es pertinente, analizar la inclusión de nuevas acciones en un plan de mejoramiento.

6.3.6.2 Auditoría interna o evaluación independiente. El objetivo de este mecanismo es efectuar un análisis independiente que aporte un mayor nivel de objetividad. Los resultados de la evaluación independiente pueden dar señales acerca de la efectividad de los controles existentes, de la correcta aplicación de los controles o de la necesidad de establecer nuevas acciones de mejoramiento que deben emprender los responsables de los diferentes niveles de gestión para mejorar el desempeño.

6.3.6.3 Revisiones. Las revisiones son un mecanismo de monitoreo que se aplica en los diferentes niveles de gestión de la GIR, en intervalos planificados. El responsable del nivel de gestión deberá liderar la reunión de revisión de los riesgos, convocando a los responsables involucrados en la gestión de los riesgos y en la implementación de las acciones de tratamiento, para actualizar los análisis de riesgos, revisar la implementación efectiva de las acciones de mejoramiento propuestas, identificar nuevos riesgos y definir estrategias y planes de acción para la mejora continua.

6.3.7 Comunicar y registrar

Los responsables de los diferentes niveles de gestión documentarán y mantendrán actualizada toda la información de los riesgos en el sistema de información definido para tal fin y mantendrán actualizados los registros. Además, deberán comunicarles los riesgos y acciones de tratamiento a todos los involucrados en el nivel de gestión. Para ello, y como resultado del análisis de riesgos elaborado en el presente capítulo, se mencionan a continuación los aspectos más relevantes, considerados como posibles consecuencias que tendrá la integración de las renovables en los negocios de comercialización y distribución de CHEC.

6.3.8 Posibles consecuencias

Una vez analizado el escenario de riesgos, se resaltan las siguientes consecuencias:

- Mayor flexibilidad en las redes de distribución.
- Replantear las inversiones en grandes proyectos de generación hacia fuentes convencionales y redes de transmisión (250 a 500 kV) para orientar las inversiones en DER.
- Cambios del entorno jurídico-normativo.

- Necesidad de plantear, dentro de las iniciativas del Plan Comercial para CHEC, metas estratégicas grandes y ambiciosas, de mediano y largo plazo, y de seguimiento a indicadores.
- Disponer de los conocimientos, destrezas, habilidades, talentos y *know-how* necesarios para desarrollar las actividades requeridas por la estrategia.
- Diseñar e implementar un esquema de negocio orientado a la promoción de autogeneradores, para explorar nuevos modelos comerciales destinados a consumidores finales, que impulse a los prosumidores a jugar un papel activo en el sistema eléctrico de CHEC, con enfoques orientados a satisfacer la demanda y a proporcionar servicios óptimos de gestión energética.
- Diseñar un direccionamiento estratégico que se implemente de manera adecuada, se actualice, sea interiorizado en la cultura organizacional y les dé respuesta a las capacidades y competencias de la empresa para responder a las señales del entorno.
- Integrar a los DER la política de gestión de activos.
- Identificar e implementar estrategias de relacionamiento con grupos de interés.
- Disponer de medios de comunicación eficaces que sustenten la operación del negocio de distribución, de redes inteligentes que le den soporte a la automatización de activos de distribución y a infraestructura de medición inteligente, AMI.

6.4 ANALIZAR EL IMPACTO EN VENTAS E INGRESOS HISTÓRICOS, POR ACTIVIDADES ORDINARIAS DE COMERCIALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN, Y POR REDUCCIÓN DE LA DEMANDA Y EXCEDENTES DE ENERGÍA DERIVADOS DE LA INCURSIÓN DE AGPE EN SU ÁREA DE COBERTURA

6.4.1. Información financiera de CHEC

La generación de valor económico es reconocida dentro de la gestión empresarial como indicador de crecimiento, pues, las bases para aportar desarrollo económico y generar otros beneficios a la sociedad se establecen a partir de dicha gestión. A su vez, los beneficios se ven reflejados de manera directa en el incremento de las utilidades, para responder a los compromisos con los dueños, referentes a retribuir su inversión, al bienestar de los trabajadores, a aportarle al desarrollo económico de las regiones, a generar empleo a través de sus proveedores y contratistas, a hacer inversiones que apunten a la protección de los activos de la empresa y a mejorar la calidad de los servicios; además, a cumplirle al Estado con el pago de impuestos, tasas y contribuciones y a invertir en el cuidado del medio ambiente.

Una mirada a la participación accionaria en CHEC S.A. E.S.P. permite conocer el panorama en los aportes de capital, y la participación accionaria con miras a la entrega de dividendos y a la toma de decisiones estratégicas de inversiones y financieras, entre otras (figura 32).

Figura 32. Participación accionaria de CHEC

Nota. Elaboración propia a partir de información obtenida de la Oficina de Asuntos Legales de CHEC (2020).

Respecto al desempeño económico de la empresa, el resultado financiero muestra un *ebitda* de COP 251.606 millones, un margen *ebitda* del 33,06%, un resultado integral total del período de COP 122.425 millones y un margen neto de 16,10%, con lo cual se superan las metas definidas para el presupuesto 2019 (figura 33).

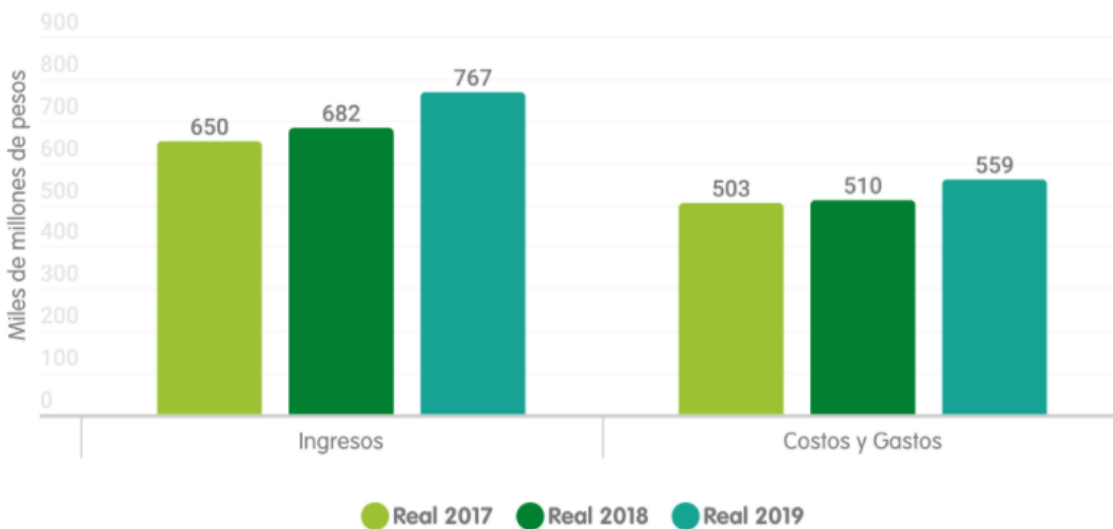
Figura 33. Salud Financiera de CHEC, indicadores financieros 2019

TEMA MATERIAL	OBJETIVO 2019	Metas 2019	Resultado 2019	Meta-Reto 2020
Solidez Financiera	Cumplir con el 100% de las metas financieras para el periodo.	EBITDA: COP 242 132 millones	EBITDA: COP 251 606 millones	EBITDA: COP 236 998 millones
		Resultado Neto del Periodo: COP 118 586 millones	Resultado Neto del Periodo: COP 123 470 millones	Resultado Neto del Periodo: COP 117 073 millones

Nota. Informe de Sostenibilidad 2019 (CHEC, 2019).

Los resultados de 2019 comparados con los del 2018 presentan un incremento de COP 85.036 millones en los ingresos operacionales, equivalente a un 12,47% (figura 34).

Figura 34. Análisis comparativo desempeño financiero, ingresos, costos y gastos de CHEC



Nota. Informe Sostenibilidad 2019 (CHEC, 2019).

Los incrementos en los resultados de 2019 frente a los de 2018 obedecen principalmente a las siguientes razones:

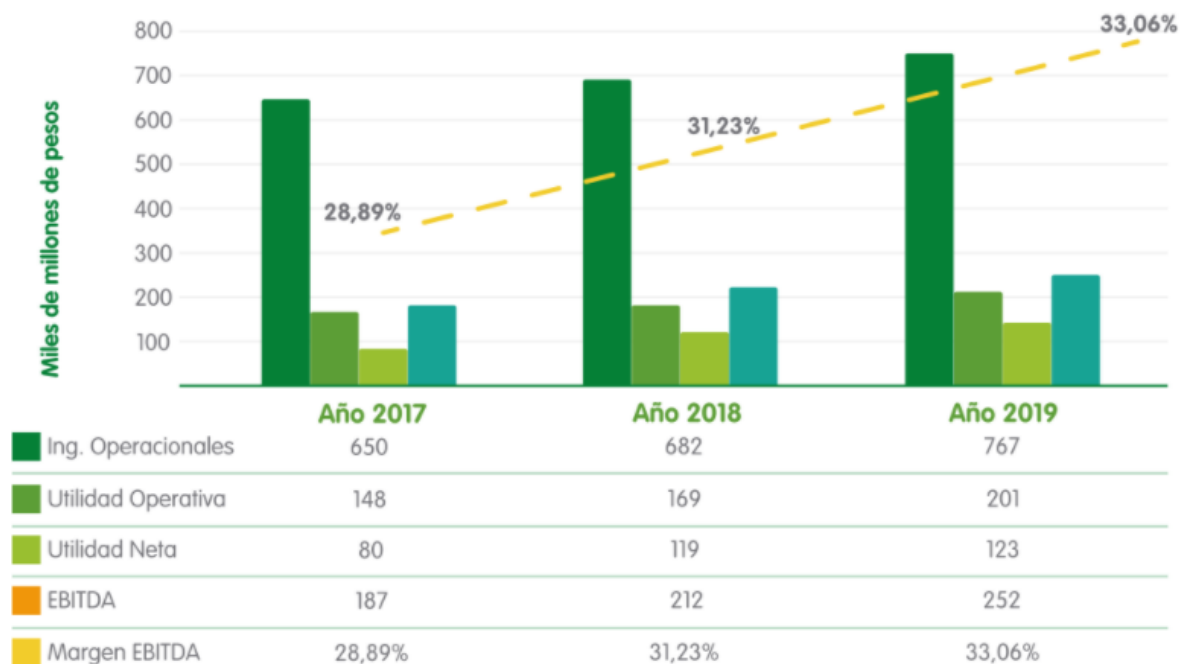
- Incremento en las ventas de energía a usuarios finales, especialmente en los sectores residencial y comercial, y el crecimiento del CU promedio en todos los niveles de tensión.
- La aplicación de la metodología de remuneración por los cargos asociados a la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por CHEC, a través de la *Resolución CREG 015 de 2019* (CREG, 2019).
- Incremento en las ventas de energía del generador, que se explica por los incrementos en los precios de energía de corto plazo (precio en la Bolsa de Energía de Colombia) y los precios de venta de largo plazo.

- Otros conceptos tales como el cargo por confiabilidad asociado a la planta térmica Termodorada y a la liberación de provisiones.

En relación con los costos y gastos de 2019 frente a los de 2018, se presenta un incremento de COP 53.199, equivalente al 10,38%, explicado principalmente por las siguientes razones:

- Incremento en las compras de energía de corto plazo (Bolsa de Energía de Colombia) para el generador y el comercializador, que se explica por los incrementos en los precios en relación con los del 2018.
- Incrementos en las compras en unidades de largo plazo.
- Los servicios personales se incrementaron de forma generalizada en todos los conceptos, debido a que en marzo de 2019 se incrementaron los salarios y prestaciones por la firma de una nueva convención colectiva de trabajo (CCTV) con la organización sindical.
- Se incrementaron los valores de las primas por seguros debido al endurecimientos del mercado reasegurador.
- Otros conceptos, tales como órdenes, contratos y mantenimientos.

En resumen, la empresa cumplió de forma satisfactoria las metas financieras definidas en el presupuesto para 2019, con un cumplimiento de la meta del *ebitda* del 103,91%, un margen *ebitda* del 33,06% (superior a la meta, que era del 32,89%), y cumplimiento del 104,70% de la meta del resultado integral del período (figura 35). Estos indicadores demuestran la solidez financiera de la empresa, el bajo nivel de riesgo en el cumplimiento de sus obligaciones financieras y con proveedores, y su capacidad para mantener sus operaciones de corto y largo plazo.

Figura 35. Indicadores financieros último trienio

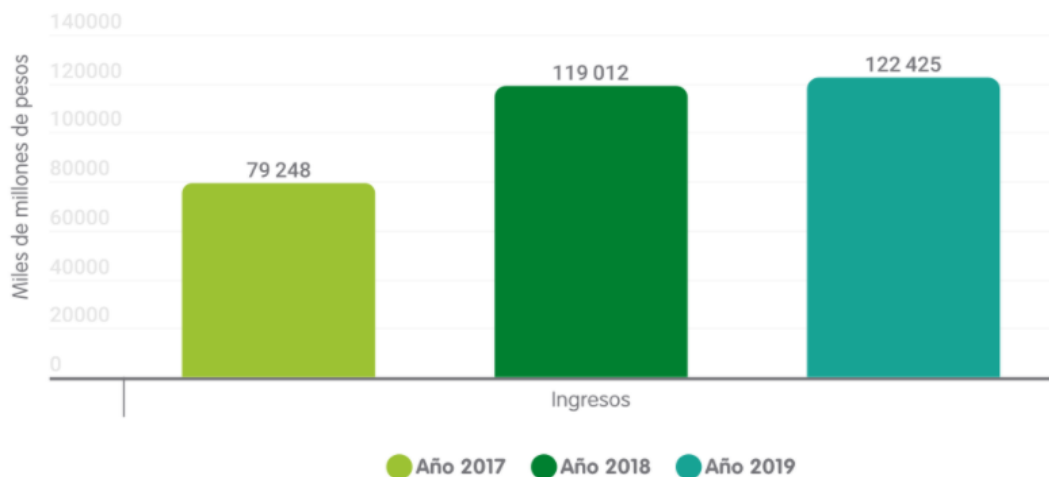
Nota. Informe Sostenibilidad 2019 (CHEC, 2019).

El resultado neto (utilidad neta) de 2019 ascendió a COP 123.470 millones, con un incremento del 3,84% en relación con la del año anterior, y frente al presupuesto se obtuvo un cumplimiento del 104,12%. Estos resultados se dan debido a varios factores, de los cuales se resaltan los siguientes:

- Mayores ingresos por el incremento en las ventas de energía a usuarios finales.
- Crecimiento del CU promedio en todos los niveles de tensión.
- Aplicación de la metodología de remuneración por los cargos de distribución establecidos en la *Resolución CREG 015 de 2019* (CREG, 2019).
- Mayores ventas de energía de corto plazo por el incremento en los precios.
- Menores gastos financieros, a pesar de los incrementos en costos y gastos por los precios de energía de corto plazo, y del incremento en los servicios personales, entre otros conceptos.

El resultado integral del período 2018-2019, de COP 122.425 millones, presenta un crecimiento respecto al año anterior de 3,84% (figura 36).

Figura 36. Resultado integral del período



Nota. Informe Sostenibilidad 2019 (CHEC, 2019).

En sintonía con el lineamiento de territorios sostenibles, y conscientes de la necesidad de mantener una excelente calidad del servicio a partir de una infraestructura adecuada y moderna, se ejecutaron en la cadena productiva de la compañía inversiones por valor de COP 62.887 millones, especialmente en los proyectos de modernización del sistema de generación, modernización y expansión de la infraestructura de distribución, y en otras inversiones necesarias para mantener la calidad y confiabilidad del sistema.

Vale la pena anotar que, frente a los efectos que pueda tener la venta y comercialización de energía, CHEC no tiene incidencia sobre el comportamiento de las variables macroeconómicas, que son las que afectan los diferentes conceptos de la operación comercial tanto en el largo plazo como en la Bolsa de Energía Mayorista de Colombia.

Así mismo, con el fin de mejorar la gestión comercial del generador CHEC, desde el 2015 el contrato de representación comercial fue asumido por el Grupo EPM, en el cual este queda como el encargado de la venta y comercialización de la energía en el largo plazo, la compra y venta en la Bolsa de Energía de Colombia, la compra y venta de energía de respaldo del cargo por confiabilidad, contratos de combustibles (líquidos y gas natural) y la representación del negocio de generación de CHEC ante los gremios y entes gubernamentales.

A continuación, en la figura 37 se presentan los ingresos por actividades ordinarias, tomados de los estados financieros 2019 de CHEC.

Figura 37. Estados Financieros 2019. Ingresos por actividades ordinarias

	2019	2018
Venta de bienes	2,247	3,000
Prestación de servicios		
Servicio de distribución energía ¹	604,800	552,960
Servicio de generación energía ²	134,962	113,144
Servicio de transmisión energía ³	806	719
Contratos de construcción ⁴	1,750	458
Otros servicios ⁵	102	46
Devoluciones ⁶	(1,370)	(3,240)
Total prestación de servicios y venta de bienes	743,297	667,087
Arrendamientos ⁷	6,227	5,892
Utilidad en venta de activos ⁸	73	20
Total	749,597	672,999

Cifras en millones de pesos colombianos

Nota. Informe Sostenibilidad 2019 (CHEC, 2019).

Los ingresos por distribución de energía, que se aprecian en la figura anterior, comprenden los segmentos de comercialización y distribución de energía: la comercialización incluye las ventas de energía en el mercado regulado y no regulado, los ingresos por la *Resolución CREG 015* (CREG, 2018) y los servicios complementarios. Los ingresos por este segmento corresponden a COP 464.368 (2018 COP 425,150), lo que representa un incremento de 9,22% como resultado de las mayores ventas acumuladas en el sector residencial, de 12,0 GWh, y mayores ventas en el sector comercial, de 2,3 GWh.

La distribución incluye los ingresos por el uso de redes y líneas del Sistema de Transmisión Nacional (STN), el Sistema de Transmisión Regional (STR), el Sistema de Distribución Local (SDL) y las Áreas de Distribución Local (ADD), entre otros, con un ingreso por COP 140.432 (2018 COP 127.810). El incremento corresponde a la aplicación parcial de la *Resolución CREG*

015 de 2018, por un valor de COP 9.711, por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) (CREG, 2018).

6.4.2. Estimación del impacto en ingresos históricos de comercialización y distribución

Al momento de realizarse este estudio de caso, se encontraban conectados a la red del sistema CHEC un total de 59 autogeneradores a pequeña escala, los cuales, por su bajo nivel de generación de excedentes, no alcanzaban a generar un efecto que repercutiera en la reducción de ingresos ordinarios por los negocios de comercialización y distribución, que fuera suficiente para vislumbrar señales de alarma en el corto plazo. No obstante, la tendencia de incursión de autogeneradores es alta, y en la medida en que CHEC desarrolle e implemente estrategias de divulgación del conocimiento, en términos de autogeneración hacia los usuarios finales de la red y sea un promotor en su propio mercado de comercialización, se registrará un aumento considerable cuyo efecto será la disminución en ventas de energía y, por ende, de ingresos que se verán reflejados en los indicadores financieros de la compañía.

La tabla 23 muestra la disminución en los niveles de energía importada a la red una vez se adquiere el rol de autogenerador, para las clases de servicio industrial, comercial y residencial.

Tabla 23. Variación consumos de energía antes y después de constituirse en AGPE para diferentes clases de servicio

Clase Servicio	Cuentas	Prom. kWh - mes	Prom. kWh - mes (Antes generar)	Prom. kWh - mes (Después generar)	%
Industrial	8	7.274,4	8.676,7	4.110,6	-44,7%
Comercial	23	6.446,7	6.355,5	6.617,4	-38,5%
Residencial	27	499,2	550,8	315,9	-17,2%

Nota. Elaboración propia, a partir de registros de información comercial de la plataforma empleada por CHEC, el SAC, Sistema de Administración Comercial (2020).

Si bien la variación se da en los niveles de consumo de energía (tabla 23), el mismo impacto se percibe en la disminución de ingresos, tal como se observa en la tabla 24. Es importante aclarar que, según se aprecia en la tabla 24, mientras la clase de servicio industrial y comercial presenta variaciones negativas, el segmento residencial presenta una variación positiva debida al incremento en las ventas de energía a usuarios finales y al crecimiento del CU promedio en todos los niveles de tensión, tal como se mencionó anteriormente en los indicadores financieros de CHEC en el 2019.

Tabla 24. Variación ingresos por comercialización y distribución de AGPE antes y después de la transición, para diferentes clases de servicio

Promedio Ventas (\$) antes y después entrada en operación (Clases e servicio Cuentas AGPE)

Clase Servicio	Cuentas	Prom. Ventas - mes [\$]	Prom. Ventas - mes [\$] (Antes generar)	Prom. Ventas - mes [\$] (Después generar)	%
Industrial	8	3.666.112	4.238.875,3	2.373.844,5	-32,2%
Comercial	23	3.161.984	3.020.101,4	3.427.616,9	-28,7%
Residencial	27	260.819	281.837,8	186.486,2	9,7%

6.4.3. Estimación del impacto en consumos y ventas de energía para la clase de servicio residencial empleando la metodología de 25%, 50% y 75% de participación en la red de CHEC

Tomando como base el universo de participación de los AGPE del mercado de CHEC, se establecen escenarios de participación de 25%, 50% y 75% (25-50-75) para la clase de servicio residencial, con el fin de percibir la variación del consumo de energía en kilovatios/hora (kW-h) para el período de análisis comprendido entre los meses enero a diciembre de 2019 (tabla 25).

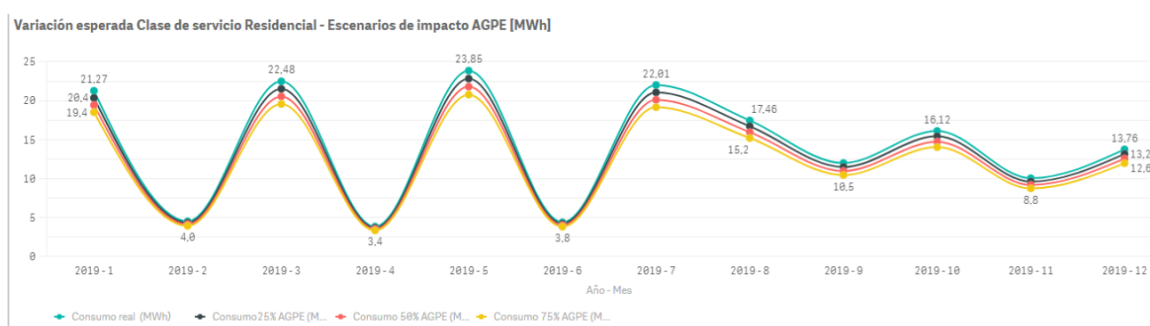
Tabla 25. Variación de los consumos de energía en el sector residencial con la metodología 25-50-75 de porcentaje de participación en la red de CHEC

	Comercial					Industrial					Residencial				
	Cuentas	kWh real	kWh 25% AGPE (Esc. 1)	kWh 50% AGPE (Esc. 2)	kWh 75% AGPE (Esc. 3)	Cuentas	kWh real	kWh 25% AGPE (Esc. 1)	kWh 50% AGPE (Esc. 2)	kWh 75% AGPE (Esc. 3)	Cuentas	kWh real	kWh 25% AGPE (Esc. 1)	kWh 50% AGPE (Esc. 2)	kWh 75% AGPE (Esc. 3)
2019-1	25	185.574	167.713	149.851	131.990	8	55.322	49.140	42.958	36.775	25	21.270	20.355	19.441	18.526
2019-2	25	163.141	147.439	131.736	116.034	8	61.072	54.247	47.422	40.598	25	4.540	4.345	4.150	3.954
2019-3	25	178.500	161.319	144.139	126.958	8	61.176	54.340	47.503	40.667	25	22.479	21.512	20.546	19.579
2019-4	25	165.117	149.224	133.332	117.439	8	60.126	53.407	46.688	39.969	25	3.864	3.698	3.532	3.366
2019-5	25	182.989	165.376	147.764	130.151	8	65.204	57.917	50.631	43.344	25	23.848	22.823	21.797	20.772
2019-6	25	169.933	153.577	137.221	120.865	8	60.082	53.368	46.654	39.940	24	4.418	4.228	4.038	3.848
2019-7	25	180.164	162.823	145.482	128.142	8	61.004	54.187	47.370	40.552	26	22.008	21.062	20.115	19.169
2019-8	26	176.385	159.408	142.431	125.454	8	67.735	60.166	52.596	45.027	25	17.464	16.713	15.962	15.211
2019-9	26	179.511	162.233	144.955	127.677	8	66.325	58.913	51.501	44.090	25	12.009	11.493	10.976	10.460
2019-10	26	145.572	131.561	117.549	103.538	8	61.759	54.857	47.956	41.054	26	16.121	15.428	14.735	14.041
2019-11	26	171.811	155.274	138.737	122.201	8	78.109	69.380	60.652	51.923	26	10.055	9.623	9.190	8.758
2019-12	26	173.429	156.736	140.044	123.351	8	96.793	85.976	75.160	64.343	26	13.756	13.164	12.573	11.981

En la información resaltada en la tabla 25 se aprecia como valor máximo de consumo de energía el correspondiente a mayo del 2019, año de observación, con 23.848 kW-h reales de consumo. El escenario que estima los AGPE como generadores del 75% del consumo muestra el comportamiento de la energía importada de la red de CHEC, la cual disminuiría a 11.981 kW-h, que se ve reflejado en diciembre del mismo período de estudio, y corresponde a un 50,2% de variación en el consumo.

En el caso del sector residencial, la variación entre las ventas reales y las ventas en el escenario de los AGPE en las ventas de energía se da de forma positiva, para generar el 75% de su energía debido al crecimiento del CU promedio de la energía en todos los niveles de tensión, tal como se mencionó anteriormente en los indicadores financieros de CHEC en el año 2019 (figura 38).

Figura 38. Variación en el consumo de energía en MW-h para el sector residencial empleando la metodología 25-50-75 de porcentaje de participación de los clientes AGPE en la red de CHEC



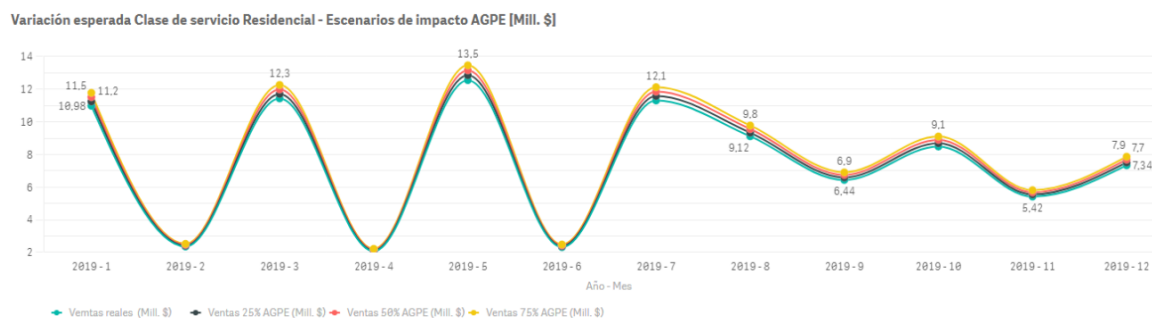
En relación con las ventas de energía, la variación presentada en el sector residencial, empleando la metodología 25-50-75, se aprecia en la tabla 26.

Tabla 26. Variación de las ventas de energía en el sector residencial con la metodología 25-50-75 de participación en la red de CHEC

	Comercial					Industrial					Residencial				
	Cuentas	Ventas (\$) real	Ventas (\$) 25% AGPE (Esc. 1)	Ventas (\$) 50% AGPE (Esc. 2)	Ventas (\$) 75% AGPE (Esc. 3)	Cuentas	Ventas (\$) real	Ventas (\$) 25% AGPE (Esc. 1)	Ventas (\$) 50% AGPE (Esc. 2)	Ventas (\$) 75% AGPE (Esc. 3)	Cuentas	Ventas (\$) real	Ventas (\$) 25% AGPE (Esc. 1)	Ventas (\$) 50% AGPE (Esc. 2)	Ventas (\$) 75% AGPE (Esc. 3)
2019-1	25	91,6	85,0	78,5	71,9	8	27,7	25,4	23,2	21,0	25	11,0	11,2	11,5	11,8
2019-2	25	79,3	73,6	67,9	62,2	8	30,2	27,7	25,3	22,9	25	2,4	2,4	2,5	2,5
2019-3	25	88,6	82,2	75,9	69,5	8	30,8	28,3	25,9	23,4	25	11,4	11,7	12,0	12,3
2019-4	25	83,0	77,0	71,1	65,1	8	30,8	28,3	25,8	23,4	25	2,1	2,1	2,2	2,2
2019-5	25	91,7	85,1	78,5	71,9	8	33,1	30,4	27,8	25,1	25	12,6	12,9	13,2	13,5
2019-6	25	83,1	77,1	71,1	65,2	8	29,8	27,4	25,0	22,6	24	2,3	2,4	2,4	2,5
2019-7	25	89,3	82,9	76,5	70,1	8	30,6	28,2	25,7	23,2	26	11,3	11,6	11,9	12,1
2019-8	26	87,8	81,5	75,2	68,9	8	34,3	31,6	28,8	26,0	25	9,1	9,3	9,6	9,8
2019-9	26	91,0	84,5	78,0	71,4	8	34,2	31,5	28,7	26,0	25	6,4	6,6	6,8	6,9
2019-10	26	74,3	68,9	63,6	58,3	8	31,6	29,1	26,5	24,0	26	8,5	8,7	8,9	9,1
2019-11	26	87,1	80,9	74,6	68,4	8	39,5	36,3	33,1	30,0	26	5,4	5,6	5,7	5,8
2019-12	26	88,5	82,2	75,8	69,5	8	48,0	44,1	40,3	36,4	26	7,3	7,5	7,7	7,9

En la figura 39 se representa a continuación la curva de ventas reales en la que aparece por debajo de la proyección de ventas en los escenarios del 25-50-75 de participación de los AGPE en la red de CHEC.

Figura 39. Variación en ventas de energía en millones de pesos para el sector residencial empleando la metodología del 25-50-75 de porcentaje de participación de los clientes AGPE en la red de CHEC



6.4.4. Estimación del impacto en consumos y ventas de energía para la clase de servicio comercial empleando la metodología de 25%, 50% y 75% de participación en la red de CHEC

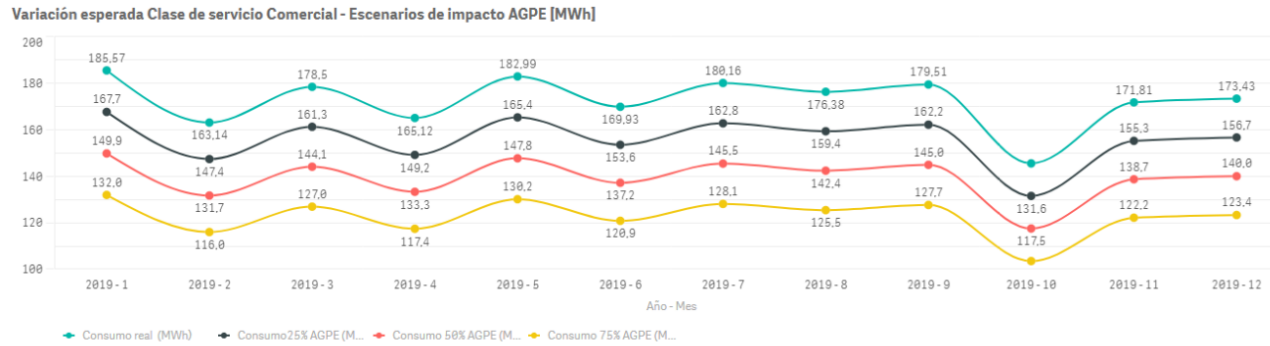
En el caso del sector comercial, la disminución en consumos de energía presenta para este escenario una caída del 44,2% y, en consecuencia, menores ingresos por ventas de energía. Los valores máximo y mínimo se dan respectivamente en los meses de enero, en la columna de datos de consumos reales, y de octubre, en la columna de datos del escenario del 75% de generación de la energía por parte de los AGPE (tabla 27 y figura 40).

Tabla 27. Variación de los consumos de energía en el sector comercial con la metodología 25-50-75 de participación en la red de CHEC

	Comercial				Industrial				Residencial						
	Cuentas	kWh real	kWh 25% AGPE (Esc. 1)	kWh 50% AGPE (Esc. 2)	kWh 75% AGPE (Esc. 3)	Cuentas	kWh real	kWh 25% AGPE (Esc. 1)	kWh 50% AGPE (Esc. 2)	kWh 75% AGPE (Esc. 3)	Cuentas	kWh real	kWh 25% AGPE (Esc. 1)	kWh 50% AGPE (Esc. 2)	kWh 75% AGPE (Esc. 3)
2019-1	25	185.574	167.713	149.851	131.990	8	55.322	49.140	42.958	36.775	25	21.270	20.355	19.441	18.526
2019-2	25	163.141	147.439	131.736	116.034	8	61.072	54.247	47.422	40.598	25	4.540	4.345	4.150	3.954
2019-3	25	178.500	161.319	144.139	126.958	8	61.176	54.340	47.503	40.667	25	22.479	21.512	20.546	19.579
2019-4	25	165.117	149.224	133.332	117.439	8	60.126	53.407	46.688	39.969	25	3.864	3.698	3.532	3.366
2019-5	25	182.989	165.376	147.764	130.151	8	65.204	57.917	50.631	43.344	25	23.848	22.823	21.797	20.772
2019-6	25	169.933	153.577	137.221	120.865	8	60.082	53.368	46.654	39.940	24	4.418	4.228	4.038	3.848
2019-7	25	180.164	162.823	145.482	128.142	8	61.004	54.187	47.370	40.552	26	22.008	21.062	20.115	19.169
2019-8	26	176.385	159.408	142.431	125.454	8	67.735	60.166	52.596	45.027	25	17.464	16.713	15.962	15.211
2019-9	26	179.511	162.233	144.955	127.677	8	66.325	58.913	51.501	44.090	25	12.009	11.493	10.976	10.460
2019-10	26	145.572	131.561	117.549	103.538	8	61.759	54.857	47.956	41.054	26	16.121	15.428	14.735	14.041
2019-11	26	171.811	155.274	138.737	122.201	8	78.109	69.380	60.652	51.923	26	10.055	9.623	9.190	8.758
2019-12	26	173.429	156.736	140.044	123.351	8	96.793	85.976	75.160	64.343	26	13.756	13.164	12.573	11.981

Nota. Elaboración propia, a partir de registros de información comercial de la plataforma empleada por CHEC, el SAC, Sistema de Administración Comercial (2020).

Figura 40. Variación en el consumo de energía en MW-h para el sector comercial empleando la metodología de 25-50-75 de porcentaje de participación de los clientes AGPE en la red de CHEC

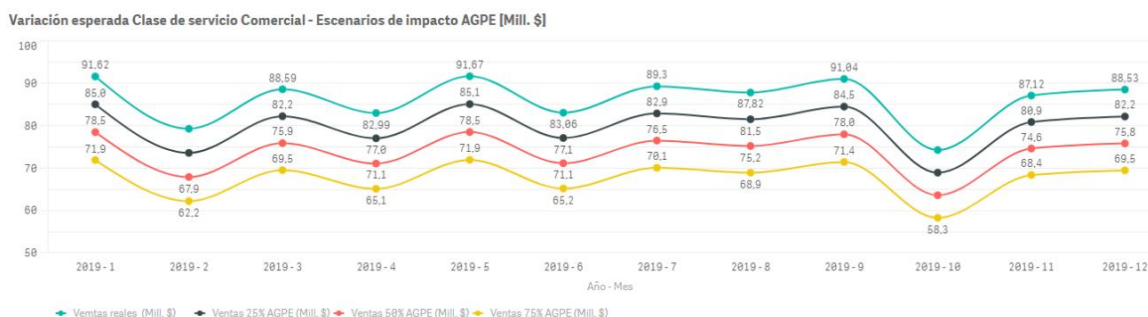


La variación en ventas de energía entre la columna de datos de las ventas reales para mayo, y los datos ubicados en la columna del escenario del 75% para octubre de 2019, es del orden de 36,4% (tabla 28 y figura 41).

Tabla 28. Variación de las ventas de energía en el sector comercial con la metodología 25-50-75 de participación de AGPE en la red de CHEC

	Comercial					Industrial					Residencial				
	Cuentas	Ventas (\$) real	Ventas (\$) 25% AGPE (Esc.)	Ventas (\$) 50% AGPE (Esc. 2)	Ventas (\$) 75% AGPE (Esc.)	Cuentas	Ventas (\$) real	Ventas (\$) 25% AGPE (Esc.)	Ventas (\$) 50% AGPE (Esc. 2)	Ventas (\$) 75% AGPE (Esc.)	Cuentas	Ventas (\$) real	Ventas (\$) 25% AGPE (Esc.)	Ventas (\$) 50% AGPE (Esc. 2)	Ventas (\$) 75% AGPE (Esc.)
2019-1	25	91,6	85,0	78,5	71,9	8	27,7	25,4	23,2	21,0	25	11,0	11,2	11,5	11,8
2019-2	25	79,3	73,6	67,9	62,2	8	30,2	27,7	25,3	22,9	25	2,4	2,4	2,5	2,5
2019-3	25	88,6	82,2	75,9	69,5	8	30,8	28,3	25,9	23,4	25	11,4	11,7	12,0	12,3
2019-4	25	83,0	77,0	71,1	65,1	8	30,8	28,3	25,8	23,4	25	2,1	2,1	2,2	2,2
2019-5	25	91,7	85,1	78,5	71,9	8	33,1	30,4	27,8	25,1	25	12,6	12,9	13,2	13,5
2019-6	25	83,1	77,1	71,1	65,2	8	29,8	27,4	25,0	22,6	24	2,3	2,4	2,4	2,5
2019-7	25	89,3	82,9	76,5	70,1	8	30,6	28,2	25,7	23,2	26	11,3	11,6	11,9	12,1
2019-8	26	87,8	81,5	75,2	68,9	8	34,3	31,6	28,8	26,0	25	9,1	9,3	9,6	9,8
2019-9	26	91,0	84,5	78,0	71,4	8	34,2	31,5	28,7	26,0	25	6,4	6,6	6,8	6,9
2019-10	26	74,3	68,9	63,6	58,3	8	31,6	29,1	26,5	24,0	26	8,5	8,7	8,9	9,1
2019-11	26	87,1	80,9	74,6	68,4	8	39,5	36,3	33,1	30,0	26	5,4	5,6	5,7	5,8
2019-12	26	88,5	82,2	75,8	69,5	8	48,0	44,1	40,3	36,4	26	7,3	7,5	7,7	7,9

Figura 41. Variación en ventas de energía en millones de pesos para el sector comercial empleando la metodología de 25-50-75 de porcentaje de participación de los clientes AGPE en la red de CHEC



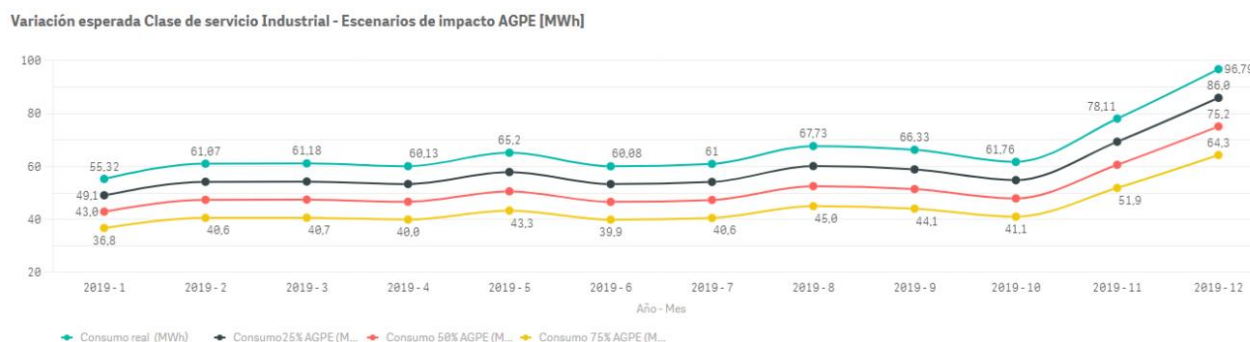
6.4.5. Estimación del impacto en consumos y ventas de energía para clase de servicio industrial empleando la metodología del 25%, 50%, 75% de participación en la red de CHEC

En el caso del sector comercial, la disminución en consumos de energía presenta para este escenario una caída de 62%, y, en consecuencia, menores ingresos por ventas de energía. Los valores máximo y mínimo se dan respectivamente en los meses de diciembre, en la columna de datos de consumos reales, y de enero, en la columna de datos del escenario del 75% de generación de la energía por parte de los AGPE, para el año de referencia, 2019.

Tabla 29. Variación de los consumos de energía en el sector industrial con la metodología 25-50-75 de participación de AGPE en la red de CHEC

	Comercial					Industrial					Residencial				
	Cuentas	kWh real	kWh 25% AGPE (Esc. 1)	kWh 50% AGPE (Esc. 2)	kWh 75% AGPE (Esc. 3)	Cuentas	kWh real	kWh 25% AGPE (Esc. 1)	kWh 50% AGPE (Esc. 2)	kWh 75% AGPE (Esc. 3)	Cuentas	kWh real	kWh 25% AGPE (Esc. 1)	kWh 50% AGPE (Esc. 2)	kWh 75% AGPE (Esc. 3)
2019-1	25	185.574	167.713	149.851	131.990	8	55.322	49.140	42.958	36.775	25	21.270	20.355	19.441	18.526
2019-2	25	163.141	147.439	131.736	116.034	8	61.072	54.247	47.422	40.598	25	4.540	4.345	4.150	3.954
2019-3	25	178.500	161.319	144.139	126.958	8	61.176	54.340	47.503	40.667	25	22.479	21.512	20.546	19.579
2019-4	25	165.117	149.224	133.332	117.439	8	60.126	53.407	46.688	39.969	25	3.864	3.698	3.532	3.366
2019-5	25	182.989	165.376	147.764	130.151	8	65.204	57.917	50.631	43.344	25	23.848	22.823	21.797	20.772
2019-6	25	169.933	153.577	137.221	120.865	8	60.082	53.368	46.654	39.940	24	4.418	4.228	4.038	3.848
2019-7	25	180.164	162.823	145.482	128.142	8	61.004	54.187	47.370	40.552	26	22.008	21.062	20.115	19.169
2019-8	26	176.385	159.408	142.431	125.454	8	67.735	60.166	52.596	45.027	25	17.464	16.713	15.962	15.211
2019-9	26	179.511	162.233	144.955	127.677	8	66.325	58.913	51.591	44.000	25	12.009	11.493	10.976	10.460
2019-10	26	145.572	131.561	117.549	103.538	8	61.759	54.857	47.956	41.054	26	16.121	15.428	14.735	14.041
2019-11	26	171.811	155.274	138.737	122.201	8	78.109	69.380	60.652	51.923	26	10.055	9.623	9.190	8.758
2019-12	26	173.429	156.736	140.044	123.351	8	96.793	85.976	75.100	64.343	26	13.756	13.164	12.573	11.981

Figura 42. Variación en el consumo de energía en MW-h para el sector industrial empleando la metodología de 25-50-75 de porcentaje de participación de los clientes AGPE en la red de CHEC



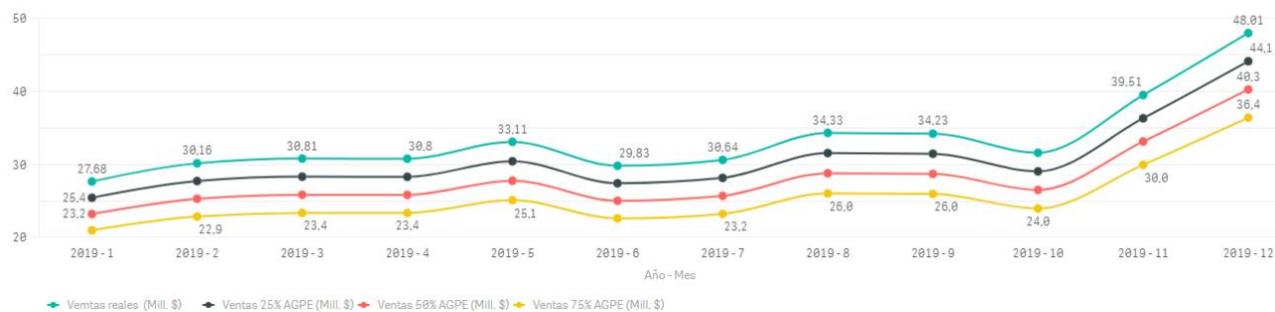
La variación en ventas de energía es del orden de 56,2% entre la columna de datos de las ventas reales, para diciembre, y los datos ubicados en la columna del escenario del 75%, para enero de 2019 (tabla 30 y figura 43).

Tabla 30. Variación de las ventas de energía en el sector industrial con la metodología 25-50-75 de participación de AGPE en la red de CHEC

	Comercial					Cuentas	Industrial				Cuentas	Residencial			
	Cuentas	Ventas (\$) real	Ventas (\$)25% AGPE (Esc.	Ventas (\$) 50% AGPE (Esc. 2)	Ventas (\$)75% AGPE (Esc.		Ventas (\$) real	Ventas (\$)25% AGPE (Esc.	Ventas (\$) 50% AGPE (Esc. 2)	Ventas (\$)75% AGPE (Esc. 2)		Cuentas	Ventas (\$) real	Ventas (\$)25% AGPE (Esc.	Ventas (\$) 50% AGPE (Esc. 2)
2019-1	25	91,6	85,0	78,5	71,9	8	27,7	25,4	23,2	21,0	25	11,0	11,2	11,5	11,8
2019-2	25	79,3	73,6	67,9	62,2	8	30,2	27,7	25,3	22,9	25	2,4	2,4	2,5	2,5
2019-3	25	88,6	82,2	75,9	69,5	8	30,8	28,3	25,9	23,4	25	11,4	11,7	12,0	12,3
2019-4	25	83,0	77,0	71,1	65,1	8	30,8	28,3	25,8	23,4	25	2,1	2,1	2,2	2,2
2019-5	25	91,7	85,1	78,5	71,9	8	33,1	30,4	27,8	25,1	25	12,6	12,9	13,2	13,5
2019-6	25	83,1	77,1	71,1	65,2	8	29,8	27,4	25,0	22,6	24	2,3	2,4	2,4	2,5
2019-7	25	89,3	82,9	76,5	70,1	8	30,6	28,2	25,7	23,2	26	11,3	11,6	11,9	12,1
2019-8	26	87,8	81,5	75,2	68,9	8	34,3	31,6	28,8	26,0	25	9,1	9,3	9,6	9,8
2019-9	26	91,0	84,5	78,0	71,4	8	34,2	31,5	28,7	26,0	25	6,4	6,6	6,8	6,9
2019-10	26	74,3	68,9	63,6	58,3	8	31,6	29,1	26,5	24,0	26	8,5	8,7	8,9	9,1
2019-11	26	87,1	80,9	74,6	68,4	8	39,5	36,3	33,1	30,0	26	5,4	5,6	5,7	5,8
2019-12	26	88,5	82,2	75,8	69,5	8	48,0	44,1	40,3	36,4	26	7,3	7,5	7,7	7,9

Figura 43. Variación en ventas de energía en millones de pesos para el sector industrial empleando la metodología de 25-50-75 de porcentaje de participación de los clientes AGPE en la red de CHEC

Variación esperada Clase de servicio Industrial - Escenarios de impacto AGPE [Mill. \$]



7 CONCLUSIONES

Conclusiones con respecto al objetivo 1: Colombia viene diseñando políticas que promueven la incursión de las fuentes de generación a partir de fuentes no convencionales, con las cuales le aporta al compromiso global de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Además, al mitigar la alta dependencia de los recursos hídricos como principal fuente de generación, le abre la posibilidad a la transformación de la matriz energética del país, toda vez que esta dependencia es susceptible a la disminución de los embalses por sequías y veranos prolongados por efecto del Fenómeno de El Niño. No obstante esta nueva tendencia en materia de regulación, Colombia presenta un escenario incipiente, pues aún se observa falta de confianza a raíz quizá de la incertidumbre que una mayor liberalización de los mercados de energía podría generar. Frente a estos mercados debe existir, indudablemente, una política de precios de largo plazo para la generación de energía a partir de fuentes renovables no convencionales, a las cuales, además, se les debe otorgar una mayor participación en la canasta energética. En este sentido, las subastas son una figura aceptable que ayuda a disminuir los costos nivelados, hasta alcanzar la paridad en precio y en rendimiento, que se traducen en mayor competencia en precios de generación.

Frente a la participación de la demanda, que se prepara para asumir un rol protagónico en la definición de nuevos esquemas de negocio, el ente regulador debe garantizar un marco regulatorio que garantice eliminar las barreras a las transacciones de energía entre los usuarios. Esto es, la posibilidad de fomentar, en las microrredes, sus propios mercados de oferta y demanda; en las comunidades servidas desde el sistema interconectado nacional, la instalación de generadores a partir de FNCER para el autoabastecimiento, sin la necesidad de tener un comercializador como intermediario, y la existencia de un mercado intradiario que flexibilice la política de precios; y, en

los operadores de sistema de distribución, la gestión de un mercado segregado, distribuido y no centralizado. Otro aspecto importante es la definición de políticas claras de remuneración de activos renovables

- Conclusiones con respecto al objetivo 2: en las últimas décadas, el suministro total de energía se ha venido incrementando en todo el mundo. Por tanto, la evolución de las energías renovables se justifica, porque estas ofrecen: una llamativa reducción de emisiones de los gases de efecto invernadero, mitigación del cambio climático, oportunidades para la creación de empleo y desarrollo tecnológico. El rápido crecimiento que han presentado las FNCER a nivel mundial ha propiciado que en los diferentes continentes las empresas generadoras y distribuidoras de servicios eléctricos estén actualizando sus modelos de negocio y las infraestructuras de red. De este modo le están dando paso no solo a una creciente participación de la demanda, sino a disminuir las inversiones hechas en generación a partir de fuentes convencionales o en proyectos de líneas de transmisión o subestaciones de alta tensión. Para lograr estos cambios fueron necesarias tanto la desintegración vertical de los mercados de generación como la voluntad de los gobiernos para definir esquemas regulatorios confiables para integrar dichas tecnologías y propiciar la participación de la demanda.

- Conclusión con respecto al objetivo 3: podría mencionarse que la transición energética por la que viene atravesando el sistema eléctrico del país implica una transformación de los negocios de distribución y comercialización en las empresas del sector en Colombia. Es así como, para CHEC, integrar en su marco estratégico aspectos relevantes tales como la participación de la demanda y los DER exige nuevas formas de planear y atender el negocio al alcance y la dinámica de la regulación. Tal como se menciona en la conclusión del objetivo 1, esta dinámica viene abriéndole paso a un nuevo entorno de participación, al pasar de un escenario unidireccional, desde

las grandes fuentes de generación hasta el usuario final, a un escenario multidireccional en el que cada usuario del servicio es una fuente potencial, con capacidad de generar energía a partir de fuentes de energía renovable no convencionales, entregarle excedentes al sistema eléctrico, almacenar energía para atender en los segmentos horarios en los que no opere dicha fuente y suplir la entrega de energía en caso de que el operador del sistema de distribución posea inconvenientes en su red local, o, simplemente, tener acceso a un esquema tarifario que le permita presionar la competitividad en precio frente a otros comercializadores.

Es así como deben entrar a formar parte de la agenda de los dueños de la empresa los términos movilidad eléctrica, medida inteligente, acumulación de energía, gestión de la demanda, eficiencia energética, automatización de la distribución y redes inteligentes, entre otros, al igual que la apertura a consolidar nuevos negocios y, no menos importante, la gestión del cambio y la cultura del talento humano para responder a los nuevos desafíos.

En cuanto al negocio de distribución, el operador CHEC deberá adoptar un rol de mayor flexibilidad en sus redes de distribución, puesto que la agotada figura de unidireccionalidad en los flujos de energía le implica adoptar nuevos esquemas de configuración y protección en la operación del sistema, a raíz de la creciente integración de autogeneradores, prosumidores y demás DER. Asimismo, deberá considerar replantear las inversiones en el mediano y largo plazo, de forma que a los elementos contemplados en la transición energética se les dé participación en metas estratégicas, grandes y ambiciosas dentro de los indicadores de seguimiento del plan comercial de CHEC contemplados en la tabla 13 de Indicadores de Seguimiento Plan Comercial CHEC 2019.

- Conclusión respecto al objetivo 4: para el 2019, los indicadores de *ebitda* y el resultado neto del período muestran una solidez financiera y unos crecimientos constantes en relación con

los años anteriores, debido principalmente al incremento en las ventas de energía a usuarios finales, especialmente en el sector residencial y el comercial, y al crecimiento del CU promedio en todos los niveles de tensión. Es aquí donde CHEC deberá centrar su atención en los próximos años. La creciente demanda de autogeneradores, la mayoría de ellos con enfoque de prosumidores, ven en la implementación de un sistema solar fotovoltaico la oportunidad no solo de generar excedentes, sino de obtener retribución por ello, lo que se traduce en optimización de costos de energía y venta a otros usuarios, en caso de que la regulación propicie dicho escenario.

Para el estudio de caso, se definió un escenario de análisis basado en el 25%, 50% y 75% de participación de autogeneradores en la red de CHEC, con independencia del tiempo tomado para alcanzar dicho margen. Esto, como producto de la posibilidad de disponer de una base datos no mayores a tres años en materia de consumos de energía, energía importada de la red de CHEC y energía exportada, variación en los consumos de energía de los autogeneradores antes y después de la transición y variabilidad en las tarifas, entre otros.

Frente al escenario en el que el 100% de los usuarios de CHEC posea su propio sistema de generación, es decir, que el 100% de los usuarios de la red de CHEC se conviertan en autogeneradores, el negocio de comercialización dejaría de rentar, lo que representaría una disminución del 15% de los ingresos de actividades ordinarias por distribución y comercialización. Desde el punto de vista regulatorio, el negocio de distribución obtiene su remuneración vía activos, por cuanto, con independencia de que transporte o no energía, tiene garantizados dichos ingresos (Resolución CREG 015 de 2018); situación que puede variar, ya que dicha metodología es ajustada cada quinquenio.

- Tanto en el ámbito nacional como en el internacional se identifican cinco tipos de barreras a la penetración de los usos sostenibles de la energía y, en general, de las energías renovables, que son las siguientes: técnicas, económicas, financieras, legales e institucionales.
- El factor determinante para el impulso de las fuentes de energía renovable se encuentra en la voluntad de los gobiernos para establecer mecanismos de mercado claros y estables, vía marco regulatorio.
- Las políticas públicas de energía deben contribuir a disminuir el riesgo que los inversionistas deben asumir, de modo que puedan trabajar con tasas de retorno más bajas, que permitan el financiamiento de un mayor número de oportunidades.
- Disponer de una matriz tanto eléctrica como energética más diversa es un gran beneficio energético, en términos de seguridad del suministro con fuentes locales, pero, sobre todo, en reducción de la vulnerabilidad ante el cambio climático, al depender no solo del recurso hídrico.
- La diversificación de la matriz energética a partir de FERNC, con aportes cada vez más limpios a las emisiones de CO₂, genera competitividad en los precios de la energía, la hacen resiliente a la variabilidad climática y fortalecen la confiabilidad y la capacidad de la red.
- El modelo tradicional de producción de energía en grande, de arriba hacia abajo y distribuida centralmente, está siendo reemplazado por la generación de energía modular, orientada al consumidor y distribuida uniformemente.
- La combinación de los beneficios económicos de las renovables con un bajo impacto ambiental apunta a que las energías renovables pasen de ser una fuente de energía aceptable a una de alta preferencia para nuevos consumidores.

- La paridad de red se produce cuando una tecnología alternativa puede generar energía a un costo y nivel de rendimiento igual o menor que el de la electricidad generada a partir de métodos convencionales.
- Los precios de la electricidad deben reflejar los costos económicos, y las contribuciones o subsidios que se requieran deben ser adecuadamente establecidos.
- La asignación en 2019 de proyectos de energía en firme en Colombia, a partir de fuentes solares y eólicas, hará que se pase del 2% al 10% de participación de las fuentes renovables no convencionales en la matriz energética del país.
- La transición de un modelo unidireccional a uno multidireccional busca acercar los generadores a la demanda y promover la formación de precios eficientes que beneficien a los usuarios.
- Las FERNC contribuyen a la descarbonización y así aportan a frenar el cambio climático y a generar resiliencia en los sistemas energéticos.
- La integración de los DER de generación y almacenamiento contribuye a la descentralización, y promueve en los usuarios la participación con fuentes de energía solar fotovoltaica instaladas en techo, baterías, vehículos eléctricos y baterías móviles.
- La digitalización de la red es una macrotendencia derivada de las tecnologías de información, que permiten nuevas formas de interacción entre las personas, las empresas y los dispositivos finales.
- Uno de los principales logros de las FERNC es la democratización, la cual pretende facilitar la inclusión y la participación de las personas, con el fin de erradicar la pobreza energética y promover el empoderamiento de los ciudadanos sobre el futuro de su suministro energético, ya sea para ser independientes o para preferir energía limpia.

- La transición a un nuevo esquema de negocio debe iniciar por la desregularización y por generar cambios sociales y políticos que den paso a nuevos actores y reglas de juego para incursionar en el mundo de la energía.
- Para dar paso al futuro emergente, el negocio de la energía debe estar centrado en una naturaleza ecosistémica y de bienes comunes, que promueva las tecnologías basadas en las necesidades del ser humano, con acceso compartido a servicios y recursos comunes, y consumo colaborativo consciente y cocreativo, que promuevan la tercera revolución industrial: energías renovables e informática.
- El papel de los comercializadores con frecuencia se compara con el de los controladores de tráfico aéreo, porque manejan el tráfico de electrones en una red que no es de su propiedad, de la misma manera en que se controlan los aviones en una pista.
- Colombia aporta el 0,46% del total de las emisiones globales GEI; no obstante, está asumiendo el compromiso de contribuir a reducir los efectos de una problemática mundial que afecta el futuro de la humanidad.
- Para un mercado que es cada vez más una economía centralmente planificada, Colombia debe proveer contratos a largo plazo para las energías renovables, y un mercado de capacidad para la generación convencional.
- Con respecto al retorno de la inversión, los proyectos con FERNC pueden tener un perfil de riesgo más desfavorable que los de las energías convencionales. De ahí la asignación de contratos de largo plazo.
- Los mercados de capacidad conducen a un aumento en las inversiones por parte de los generadores, se constituye en fuente de ingresos, menor riesgo e incertidumbre y reducción de costos de capital.

8 RECOMENDACIONES

Frente a la nueva dinámica del negocio de energía en Colombia, CHEC debe:

- Incluir en su análisis de entorno el diseño de un proceso que promueva su participación como promotor de autogeneradores en su red distribución, en el que brinde orientación, acompañamiento y financiación para soluciones de autogeneración a partir de energía solar fotovoltaica.
- Con el fin de dar respuesta a la demanda, constituir alianzas con proveedores de soluciones tecnológicas eficientes que garanticen la oportunidad, calidad, economía de escala, para brindarles solución a las necesidades de los clientes.
- Liderar un clúster que permita afianzar en su mercado de distribución ventajas competitivas orientadas a darles solución a los diferentes tipos de DER.
- Constituir una PMO orientada a la gestión de autogeneradores y de DER.
- Seleccionar las alternativas de tratamiento adecuadas según el panorama de riesgos identificados en este estudio de caso.
- Preparar e implementar planes de mejoramiento con las acciones de tratamiento que deban ser implementadas.
- Hacer monitoreo y revisión de los riesgos.
- Diseñar indicadores de gestión para controlar riesgos, detectar señales de alerta y definir los correctivos necesarios.
- Adelantar auditorías internas o una evaluación independiente, para hacerle seguimiento a la efectividad de los controles existentes.

- Promover revisiones para actualizar los análisis de riesgos, revisar la implementación efectiva de las acciones de mejoramiento propuestas, identificar nuevos riesgos y definir estrategias y planes de acción para la mejora continua.
-
- Comunicarles a todos los involucrados en el nivel de gestión los riesgos y acciones de tratamiento.
- Convocar empresas de Caldas y Risaralda que vengan desarrollando o implementando soluciones innovadoras a desafíos relacionados con movilidad eléctrica, gestión energética, energías renovables, medición inteligente y todos aquellos aspectos relacionados con el futuro de la energía.
- Identificar y fortalecer proveedores y aliados estratégicos actuales o potenciales de CHEC para explorar posibles líneas de negocio que aprovechen las capacidades de empresas regionales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Acolgen (2021). *Capacidad Instalada en Colombia*.
<https://www.acolgen.org.co/#:~:text=Capacidad%20instalada-.en%20Colombia,son%20plantas%20de%20fuentes%20renovables>
- Arango, M. C. (2019). *Panorama Energético de Colombia*. Capital Inteligente. Grupo Bancolombia. <https://www.grupobancolombia.com/wps/portal/empresas/capital-inteligente/especiales/especial-energia-2019/panomara-energetico-colombia>
- Altomonte, H., Coviello, M., y Lutz, W. F. (2003). *Energías Renovables y Eficiencia Energética en América Latina y El Caribe. Perspectivas y Restricciones*. Cepal.
<https://repositorio.cepal.org/handle/11362/6426>
- Banco Interamericano de Desarrollo – BID (2016a). *Expansión de las energías renovables no convencionales en América Latina y El Caribe. El rol de las instituciones financieras de desarrollo*.
https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Expansi%C3%B3n_de_las_energ%C3%ADas_renovables_no_convencionales_en_Am%C3%A9rica_Latina_y_el_Caribe_El_rol_de_las_instituciones_financieras_de_desarrollo_es_es.pdf
- Banco Interamericano de Desarrollo – BID (2016b). *Evolución y proyección de la capacidad instalada de energía renovable en Brasil*.
https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Expansi%C3%B3n_de_las_energ%C3%ADas_renovables_no_convencionales_en_Am%C3%A9rica_Latina_y_el_Caribe_El_rol_de_las_instituciones_financieras_de_desarrollo_es_es.pdf
- Banco Interamericano de Desarrollo – BID (2016c). *Potencia instalada a partir de ERNC (en MW)*.
https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Expansi%C3%B3n_de_las_energ%C3%ADas_renovables_no_convencionales_en_Am%C3%A9rica_Latina_y_el_Caribe_El_rol_de_las_instituciones_financieras_de_desarrollo_es_es.pdf

California ISO – CAISO (2021). *Supply and Renewables*. Consultada el 13 marzo 2021, a las 18:40 horas. <http://www.caiso.com/TodaysOutlook/Pages/supply.html>

California ISO – CAISO (2021). *Net Demand Trend*. <http://www.caiso.com/TodaysOutlook/Pages/index.html>

California ISO – CAISO (2020). *Cómo fluye la energía en California*. <http://www.caiso.com/enespanol/Pages/Entendiendo-al-ISO/Como-fluye-la-energia-electrica-en-California.aspx>

CHEC (2019). *Informe de Sostenibilidad 2019*. Grupo EPM. https://www.sostenibilidadchec.com/anteriores/Informe_de_sostenibilidad_2019.pdf

Comisión de Regulación de energía y Gas – CREG (2021). *Perfil de Usuario: Ciudadano*. <https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica/estructura-del-sector>

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2020a). Resolución 131 de 2020. Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”. *Diario Oficial*, 51.375.

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/33d0b0fa08574678052585a50075e521/\\$FILE/Creg131-2020.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/33d0b0fa08574678052585a50075e521/$FILE/Creg131-2020.pdf)

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2020b). Resolución 137 de 2020. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se define la fórmula tarifaria general para establecer la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas”.

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/030202e046240b58052585b6005e48ee?OpenDocument>

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2019). Resolución CREG 015 de 2019. Por la cual se modifica la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobada en la Resolución CREG 016 de 2018. *Diario Oficial*, 50.875.

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5fe3bde292bc2c43052583a2006bace2?OpenDocument>

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2018a). 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. *Diario Oficial*, 50.522.

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191>

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2018b). 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. *Diario Oficial*, 50.583.

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/71e64d5b21da40e8052582830078b66e?OpenDocument>

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2018c). Resolución CREG 123 DE 2018. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, 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. *Diario Oficial*, 50.522.

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/23d06c6da609e4d90525834600556c4f/\\$FILE/Creg123-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/23d06c6da609e4d90525834600556c4f/$FILE/Creg123-2018.pdf)

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2016). Documento CREG 161. Alternativas para la integración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) al parque generador. *Diario Oficial*, 50.481.

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/0a50c62128ef76c90525809700507ca0/\\$FILE/Documento%20CREG%20-%20161.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/0a50c62128ef76c90525809700507ca0/$FILE/Documento%20CREG%20-%20161.pdf)

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2015). 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. *Diario Oficial*, 49.490.

<http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/col145330.pdf>

Congreso de Colombia (2019). Ley 1964 de 2019. Por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones. <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/LEY%201964%20DEL%2011%20DE%20JULIO%20DE%202019.pdf>

Congreso de Colombia (2014). Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. *Diario Oficial*, 49.150. https://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf

Congreso de Colombia (2013). Ley 1665 de 2013. Por medio de la cual se aprueba el “Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena)”, hecho en Bonn, Alemania, el 26 de enero de 2009. *Diario Oficial*, 48.853. http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1665_2013.html

Congreso de Colombia (2006). Ley 1083 de 2006. Por medio de la cual se establecen algunas normas sobre planeación urbana sostenible y se dictan otras disposiciones. *Diario Oficial*, 46.346. http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1083_2006.html

Congreso de Colombia (2001). Ley 697 de 2001. Por medio de la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones. *Diario Oficial*, 44.573. http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0697_2001.html

Congreso de Colombia (1994a). Ley 142 de 1994. Servicios Públicos Domiciliarios. Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. *Diario Oficial*, 41.433. http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0143_1994.html

Congreso de Colombia (1994b). Ley 143 de 1994. Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. *Diario Oficial*, 41.434. http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0143_1994.html

Congreso de Colombia (1995). Ley 164 de 1995. Por medio de la cual se aprueba la "Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático", hecha en Nueva York el 9 de mayo de 1992. *Diario Oficial* 41.575.

http://www.ideam.gov.co/documents/24024/26915/C_Users_JGomez_Documents_LEY+164+DE+1994.pdf/85833e1c-6ceb-4554-bce5-21e433329019

Congreso de Colombia (1993). Ley 99 de 1993. Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA y se dictan otras disposiciones. *Diario Oficial*, 41.146.

http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0099_1993.html

Coviello, M. F. (2003). *Entorno internacional y oportunidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía en los países de América Latina y El Caribe*. Cepal.

<https://repositorio.cepal.org/handle/11362/6428>

Departamento Nacional de Planeación – DNP (2017a). *Energy Supply Situation in Colombia*.

<https://www.dnp.gov.co/Crecimiento-Verde/Documents/ejes-tematicos/Energia/MCV%20-%20Energy%20Supply%20Situation%20vf.pdf>

Departamento Nacional de Planeación –DNP (2017b). Evaluación de Potencial de Crecimiento Verde (EPCV) para Colombia.

https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/3346/LIB_2017_EPCV_Completo.pdf?sequence=2&isAllowed=y

International Energy Agency – IEA (2020). *Acciones de adiciones de capacidad neta solar fotovoltaica por segmento de aplicación, 2013-2022*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/shares-of-solar-pv-net-capacity-adiciones-por-aplicación-segmento-2013-2022>

<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/shares-of-solar-pv-net-capacity-adiciones-por-aplicación-segmento-2013-2022>

International Renewable Energy Agency – IRENA (2018). *Evaluación de la Flexibilidad del Sistema Eléctrico de Colombia*. <https://www.irena.org/publications/2018/Oct/Evaluacion-de-la-flexibilidad-del-sistema-electrico-de-Colombia>

<https://www.irena.org/publications/2018/Oct/Evaluacion-de-la-flexibilidad-del-sistema-electrico-de-Colombia>

- Lutz, W. F. (2001). Reformas del sector energético, desafíos regulatorios y desarrollo sustentable en Europa y América Latina. *Serie recursos naturales e infraestructura*, 26. Cepal. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/6382-reformas-sector-energetico-desafios-regulatorios-desarrollo-sustentable-europa>
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS (2015). *Documento de soporte de la Contribución Prevista y Nacionalmente Determinada (INDC) de Colombia*. https://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/documentos_tecnicos_sopORTE/Contribuci%C3%B3n_Nacionalmente_Determinada_de_Colombia.pdf
- Ministerio de Minas y Energía – MME (2016). Resolución número 4 1286 de 2016. Por la cual se adopta el Plan de Acción Indicativo 2017-2022 para el desarrollo del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (Proure), que define objetivos y metas indicativas de eficiencia energética, acciones y medidas sectoriales y estrategias base para el cumplimiento de metas y se adoptan otras disposiciones al respecto. http://www1.upme.gov.co/Documents/Resolucion_41286_de_2016_PROURE.pdf
- Ministerio de Minas y Energía – MME (2016). Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2017-2022. https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/PAI_PROURE_2017-2022.pdf
- Ministerio de Minas y Energía – MME (2014). Decreto 2649. Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. *Diario Oficial*, 49.353. <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/col145334.pdf>
- Ministerio de Minas y Energía (2010). Resolución 180919 de 2010. Por la cual se adopta el plan de acción indicativo 2010-2015 para desarrollar el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales, PROURE, se definen sus objetivos, subprogramas y se adoptan otras disposiciones al respecto. *Diario Oficial*, 47.728. <https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/919.pdf>

Ministerio de Minas y Energía (2007). Decreto 2501 de 2007. Por medio del cual se dictan disposiciones para promover prácticas con fines de uso racional y eficiente de energía eléctrica. *Diario Oficial*, 46.679. <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=1457325>

Ministerio de Minas y Energía (2006). Resolución 180609 de 2006. Por la cual se adopta el plan de acción indicativo 2010 – 2015 para desarrollar el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales, PROURE, se definen sus objetivos, subprogramas y se adoptan otras disposiciones al respecto. *Diario Oficial*, 46.285. <https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/919.pdf>

Ministerio de Minas y Energía (2003). Decreto 3683 de 2003. Por el cual se reglamenta la Ley 697 de 2001 y se crea una comisión intersectorial. *Diario Oficial*, 45.409. https://www.redjurista.com/Documents/decreto_3683_de_2003_presidencia_de_la_republica.aspx#/

Ministerio de Minas y Energía y Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2014). *Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2014 – 2028*. http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2014/Plan_GT_2014-2028.pdf

Mosquera, P. (2019). Seis tendencias en energía que marcarán 2019. *Renewable Energy Magazine*. <https://www.energias-renovables.com/panorama/seis-tendencias-en-energia-que-marcaran-2019-20190110>

Naciones Unidas (2015a). *Acuerdo de París*. https://unfccc.int/sites/default/files/spanish_paris_agreement.pdf

Naciones Unidas (2015b). *Agenda de Desarrollo Sostenible 2030 y sus 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/>

Naciones Unidas (1998). *Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>

Parlamento Europeo (27 de septiembre, 2001). Directiva 2001/77/EC del Parlamento Europeo y del Consejo. Relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. *DO L 283*. <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2001L0077:20100401:ES:PDF>

Presidencia de la República de Colombia (2017). Decreto 348 de 2017. Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala. *Diario Oficial*, 50.162. <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%20348%20DEL%2001%20DE%20MARZO%20DE%202017.pdf>

Presidencia de la República de Colombia (2014). Decreto 2469 de 2014. Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. *Diario Oficial*, 49.353. [http://www.suin-juriscol.gov.co/clp/contenidos.dll/Decretos/1454003?fn=document-frame.htm\\$f=templates\\$3.0](http://www.suin-juriscol.gov.co/clp/contenidos.dll/Decretos/1454003?fn=document-frame.htm$f=templates$3.0)

Presidencia de la República de Colombia (1974). Decreto Ley 2811 de 1974. Por el cual se dicta el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente. *Diario Oficial*, 34.243. https://www.minambiente.gov.co/images/GestionIntegraldelRecursoHidrico/pdf/normativa/Decreto_2811_de_1974.pdf

Renewable Energy Policy Network for the 21st Century –REN21 (2016). Energías Renovables 2016. Reporte de la Situación Mundial. https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/REN21_GSR2016_KeyFindings_sp_05.pdf

Ruiz, B. J., & Rodríguez-Padilla, V. (2006). Renewable energy sources in the Colombian energy policy, analysis and perspectives. *Energy Policy* 34(19), 3684-3690.

Scharmer, C. O., & Käufer, K. (2015). *Liderar desde el Futuro Emergente. De los egosistemas a los ecosistemas económicos*. Eleftheria.

SER Colombia (2017). Asociación Energías Renovables. Alternativas para la inclusión de FNCER en la matriz energética colombiana. <http://ser-colombia.org/wp-content/uploads/2020/09/Alternativas-para-la-inclusi%C3%B3n-de-las-FNCER-en-la-matriz-energ%C3%A9tica-colombiana.pdf>

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2019a). *Mapa Energético de Colombia 2019–2050*. https://www.energycolombia.org/wp-content/uploads/UPME_PEN2050_MATRIZ_ENERGETICA.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2019b). Comunicado de Prensa 05 – 2019. *Día histórico para las energías renovables en Colombia: por primera vez, la energía del sol y del viento llegará, a precios más bajos, a los hogares colombianos*. https://www1.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Comunicado_05_2019.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2016a). Estudio: Smart Grids Colombia Visión 2030 - Mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia. <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Smart-Grids-Colombia-Visi%C3%B3n-2030.aspx>

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2016b). *Plan de Expansión de Referencia para Generación Transmisión 2016-2030*. http://www.upme.gov.co/Fotonoticias/Plan_GT_2016-2030_Preliminar_21-11-2016.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética –UPME (2016c). *Plan Indicativo de Eficiencia Energética 2016 – 2021*. <https://estudiolegalhernandez.com/energia/plan-de-accion-indicativo-de-eficiencia-energetica-2016-2021-upme/>

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2015a). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2015b). *Hoja de Ruta del Sector Minero - Energético para la adaptación al Cambio Climático*.

<https://www1.upme.gov.co/siame/Paginas/Hoja-de-ruta-del-sector-minero-energetico.aspx>

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2015c). *Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050*.
http://www.upme.gov.co/docs/pen/pen_idearioenergetico2050.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2015d). *Estudio: Mapas de Ruta para la materialización de dos objetivos del Plan Energético Nacional*.
<https://www1.upme.gov.co/Paginas/Estudio-Mapas-de-Ruta-para-la-materializaci%C3%B3n-de-dos-objetivos-del-Plan-Energ%C3%A9tico-Nacional.aspx>

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2015e). *Elaboración de requisitos técnicos y recomendaciones regulatorias para la incorporación de la Generación Eólica al Sistema Interconectado Nacional en Colombia*.
https://www1.upme.gov.co/Documents/Informe_Final_Generacion_Eolica.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2015f). *Primer Atlas hidroenergético revela gran potencial en Colombia*. <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Primer-Atlas-hidroenergetico-revela-gran-potencial-en-Colombia.aspx>

Unidad de Planeación Minero Energética –UPME (2014). *Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2014-2028*. <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1030>

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2013). *Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático*.
https://www1.upme.gov.co/InformacionCifras/Documents/vulnerabilidad_opciones_adaptacion_sector_energetico_colombiano_frente_cambio_climatico.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2010a). *Formulación de un Plan de Desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE)*.
http://www.upme.gov.co/Sigic/Informes/Informe_Avance_02.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2010b). *Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes no convencionales – PROURE*.
<http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/plan.pdf>

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2006). *Atlas de viento y energía eólica de Colombia*.
file:///C:/Users/jramirlo/Downloads/Upme_362_Atlas%20de%20viento%20y%20energia%20eolica.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética –UPME (2005). *Atlas de Radiación Solar en Colombia*.
http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar/1-Atlas_Radiacion_Solar.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2003). *Plan Energético Nacional. Estrategia Energética Integral, Visión 2003-2020*. El autor. <https://bit.ly/3utLS5o>

World Meteorological Organization – WMO (25 de noviembre, 2019). *Greenhouse gas concentrations in atmosphere reach yet another high. Press Release Number: 25112019*.
<https://public.wmo.int/en/media/press-release/greenhouse-gas-concentrations-atmosphere-reach-yet-another-high>

ANEXOS

Con base en la *Guía Metodológica para la Gestión de Riesgos CHEC versión 3*, se hace uso de los siguientes anexos para el estudio de la gestión integral de riesgos del estudio de caso desarrollado en la presente investigación.

ANEXO 1. CATEGORÍAS Y AGRUPADORES DE RIESGOS

Categoría	Agrupador	Definición
Cumplimiento	Fraude	Acción contraria a la verdad y a la rectitud, que perjudica a la persona o empresa contra quien se comete.
	Lavado de activos	Actuaciones por parte de gente EPM o terceros que busquen utilizar la operación de la empresa para dar apariencia de lícitos a recursos de origen ilícito, y que pueden afectar de manera negativa la imagen y la economía de la Empresa.
	Financiación del terrorismo	Actuaciones por parte de gente EPM o terceros que busquen utilizar la operación de la empresa para la canalización de recursos a fin de apoyar actos o actividades terroristas.
	Jurídico y Regulatorio	No dar cumplimiento a la normatividad o regulación aplicable a las actividades desarrolladas por EPM (actividades de soporte o los negocios) o modificaciones adversas a la Empresa en el marco normativo o regulatorio aplicable a las áreas de soporte o los negocios (energía, aguas, gas)
	Incumplimientos contractuales	No cumplir con las condiciones contractuales a las cuales se obliga EPM cuando actúa como contratista, o cuando firma contratos con entidades bancarias o crediticias, o con la nación, o convenios interadministrativos
	Corrupción	Posibilidad de que por acción u omisión, mediante el uso indebido del poder, de los recursos o de la información, se lesionen los intereses de una entidad y en consecuencia del Estado, para la obtención de un beneficio particular. Mal uso del poder encomendado para obtener beneficios privados.

Financiero	Mercado	Cambios en las variables de mercado que puedan generar pérdidas económicas al Grupo EPM. Las variables de mercado hacen referencia a tasas de cambio, tasas de interés, títulos valores, commodities, entre otros; y sus cambios pueden impactar los estados financieros, el flujo de caja, los indicadores financieros y la viabilidad de los proyectos y las inversiones.
	Liquidez	Insuficiencia de fondos y dificultad para obtener los recursos necesarios para cumplir los flujos de caja requeridos para cumplir con las obligaciones vigentes y el plan de inversiones del Grupo EPM
	Crédito	Incumplimiento de las obligaciones de pago por parte de terceros derivadas de contratos o transacciones financieras celebradas con el Grupo EPM.

Estratégico	Gestión del grupo empresarial	<p>Se refiere a la falta de un modelo de gestión integral para el grupo (entendido como el conjunto de valores, principios, políticas, reglas, medios, prácticas y procesos por medio de los cuales el Grupo es dirigido, operado y controlado), o teniendo el modelo que éste no responda a las necesidades del grupo, o que no se implemente o difunda adecuadamente.</p> <p>Está asociado a como ejecuta EPM su papel de matriz del grupo y a la consecuente responsabilidad de fortalecer la gestión de las filiales y brindar los lineamientos adecuados que prevengan una actuación empresarial indebida.</p> <p>Carencia de un direccionamiento estratégico, o existiendo éste que no se implemente de manera adecuada, no se actualice, no sea interiorizado en la cultura organizacional, no consulte la capacidad y competencias de la empresa para responder a las señales del entorno.</p>
	Reputación e imagen	No lograr coherencia entre las actuaciones de la Empresa, los comportamientos de la gente EPM y la imagen proyectada a los grupos de interés frente a los compromisos adquiridos, generando pérdida de confianza y posicionamiento.
	Político	Intervención contraria al direccionamiento estratégico de EPM por parte de los agentes políticos que actúan alrededor de la empresa, bien sea por su estructura de propiedad, por la naturaleza de su objeto o por su relevancia en los mercados donde actúa, teniendo en cuenta influencia, poder o necesidad.
	Planeación y crecimiento Limita con categoría Financiera	Dificultad o imposibilidad para incursionar o aumentar participación en los negocios o mercados objetivo, cumplir los supuestos de los planes de negocios, sostener el crecimiento alcanzado. Tomar decisiones de inversión desacertadas. No gestionar adecuadamente los proyectos.
	Relacionamiento con grupos de interés Limita con categoría operacional	Falta de competencias de los empleados de EPM para relacionarse con los grupos de interés, lo cual puede generar malestar, dificultad para implementar la estrategia, imposibilidad de ejecutar la estrategia, resentimientos y rechazo en los grupos de interés
	Riesgo socio político Limita con categoría operacional	<p>Falta o falla de capacidades empresariales para insertarse de manera legítima en los territorios de interés y establecer relaciones con los actores sociales sin generar disputas de poder que impidan el desarrollo de la estrategia.</p> <p>Insertarse es hacer parte del territorio entenderlo como insumo de producción</p>
	Orden Público Limita con categoría operacional	Presencia de grupos al margen de la ley en las zonas de influencia de la Empresa o dónde ésta tiene planeado hacer presencia o desarrollar actividades

Operacional	Gestión del talento humano Limita con todas las categorías	No disponer de los conocimientos, destrezas, habilidades, talentos y know-how requeridos para desarrollar las actividades requeridas por la estrategia. No contar con las habilidades administrativas para aprovechar y capitalizar el talento humano en pro del logro de los objetivos empresariales.
	Gestión de la información Limita con todas las categorías	Actuaciones u omisiones por parte de gente EPM o terceros, que impliquen la alteración de los atributos de confidencialidad, integridad, disponibilidad, trazabilidad y no repudio de los activos de información.
	Gestión del conocimiento Limita con todas las categorías	Pérdida de conocimiento y experiencia por retiro de funcionarios. Falta de documentación. Falta o falla en la transferencia de conocimiento y formación de relevo generacional.
	Procesos y procedimientos	Actuaciones u omisiones, no motivadas por la intención de causar un daño u obtener beneficio, o ausencia o deficiencia en la definición o aplicación de los procedimientos.
	Gestión de la cadena de suministro Limita con la categoría	Deficiencias, falta o falla en el suministro de bienes y servicios críticos para la operación y la continuidad del servicio en EPM.
	Indisponibilidad de activos o productos	Falta o falla en la prestación del servicio por indisponibilidad de activos
	Comercial	Errores o deficiencias en la gestión de las operaciones relacionadas con la estructuración e implementación de ofertas comerciales, venta de los productos, servicios y ofertas y relacionamiento con clientes/usuarios desde la captura, conservación, fidelización y respuesta oportuna a sus requerimientos.
	Gestión de Ingresos	Errores o deficiencias al expedir oportuna y correctamente la facturación, recibir y registrar los ingresos (recaudo) y gestionar y recuperar las cuentas por cobrar
	Naturales y antrópicos	Afectación de la operación, prestación y calidad del servicio por condiciones hidrometeorológicas, climáticas y por fenómenos naturales A qué se refiere: eventos de precipitación o sequías extremas, inundaciones lentas y súbitas, avenidas torrenciales, anegaciones, flujos de lodos, vientos fuertes, huracanes, sequías, olas de frío o calor, incendios forestales, tormentas eléctricas, variabilidad de la disponibilidad del recurso hídrico, entre otros

Nota. Información obtenida de Categorías y Agrupadores de Riesgos. Anexo 1. *Guía Metodológica para la Gestión Integral de Riesgo Versión 2* (CHEC, 2020).

<https://sgichec.almeraim.com/sgi/seguimiento/?ingresar=true>

ANEXO 2. EVALUACIÓN DE CONTROLES EXISTENTES

Criterios del nivel de los controles		
Muy Bajo	Atributos	<p>El control se ejecuta de forma manual, su frecuencia de aplicación es esporádica, no hay responsable asignado y está sin documentar en sus componentes y/o su aplicación.</p> <ul style="list-style-type: none"> · Los controles no cumplen ningún tipo de normativa · No se presta ninguna atención al riesgo
	Efectividad Eficacia	<ul style="list-style-type: none"> · Confiabilidad: < 30% <p>Efectividad muy deficiente Eficacia muy deficiente</p>
Bajo	Atributos	<p>El control se ejecuta de forma manual o semiautomática, su frecuencia de aplicación es esporádica o periódica, hay responsable asignado sin formalizar y está deficientemente documentado en sus componentes y/o su aplicación.</p> <ul style="list-style-type: none"> · Los controles cumplen parcialmente requerimientos normativos mínimos
	Efectividad Eficacia	<ul style="list-style-type: none"> · Atención baja al riesgo · Confiabilidad: [30% - 50%] <p>Efectividad deficiente Eficacia deficiente</p>
Medio	Atributos	<p>El control se ejecuta de forma semiautomática, su frecuencia de aplicación es periódica, hay responsable asignado sin formalizar y está parcialmente documentado en sus componentes y/o su aplicación.</p> <ul style="list-style-type: none"> · Los controles cumplen requerimientos normativos mínimos · Atención moderada al riesgo · Confiabilidad: [50% - 70%]
	Efectividad Eficacia	<p>Efectividad moderada Eficacia moderada</p>
Alto	Atributos	<p>El control se ejecuta de forma semiautomática o sistematizada, su frecuencia de aplicación es periódica o continua, hay responsable asignado formalmente y está cerca de documentarse completamente en sus componentes y/o su aplicación.</p> <ul style="list-style-type: none"> · Atención significativa al riesgo · Se han implementado los controles desde la perspectiva Costo/ Beneficio
	Efectividad Eficacia	<ul style="list-style-type: none"> · Confiabilidad : [70% - 95%] <p>Alta efectividad Alta eficacia</p>
Muy Alto	Atributos	<p>El control se ejecuta de forma sistematizada, su frecuencia de aplicación es continua, tiene responsable asignado formalmente, está completamente documentado en sus componentes y se documenta su aplicación.</p> <ul style="list-style-type: none"> · Redundancia de controles · Aplicación de mejores prácticas · Confiabilidad: ≥ 95%
	Efectividad Eficacia	<p>Muy alta efectividad Muy alta eficacia</p>

ANEXO 3. EVALUACIÓN DE LA PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DEL RIESGO

Valor	Clasificación	Probabilidad de ocurrencia	Descripción	Interpretación por año/mes	Interpretación por veces
5	Muy alta	Mayor del 85%	Muy alta probabilidad de ocurrencia	El evento ocurre aproximadamente cada 3 meses	El evento ocurre aproximadamente 4 veces en 1 año(s).
4	Alta	60.1% - 85%	Alta probabilidad de ocurrencia	El evento ocurre aproximadamente cada 6 meses	El evento ocurre aproximadamente 2 veces en 1 año(s).
3	Media	25.1% - 60%	Mediana probabilidad de ocurrencia	El evento ocurre aproximadamente cada 1 años	El evento ocurre aproximadamente 1 veces en 1 año(s).
2	Baja	5.1% - 25%	Baja probabilidad de ocurrencia	El evento ocurre aproximadamente cada 3 años	El evento ocurre aproximadamente 0 veces en 1 año(s).
1	Muy baja	Menor o igual al 5%	Es casi imposible que ocurra	El evento ocurre aproximadamente cada 19 años	El evento ocurre aproximadamente 0 veces en 1 año(s).

ANEXO 4. OBJETOS DE IMPACTO PERSONAS

Valor	Clasificación	Personas	Imagen / Reputación
16	Máxima	Muerte o invalidez mínimo de una (1) persona sea funcionario, contratista, visitante o miembro de la comunidad. Secuestro mínimo de una (1) persona sea funcionario, contratista o visitante.	Algunos de los valores corporativos son afectados en forma negativa con intensidad grave. El evento genera pérdida de confianza y credibilidad en los compromisos de EPM por parte de alguno de los grupos de interés. La confianza se recupera, con acciones de intervención de naturaleza reparadora, en un periodo superior a 5 años. Cobertura adversa de amplia difusión en medios a nivel internacional o nacional.
8	Mayor	Pérdidas anatómicas o funcionales que se presenten por lo menos en un (1) funcionario, contratista o miembro de la comunidad.	Algunos de los valores corporativos son afectados en forma negativa con intensidad mitigable El evento genera pérdida de confianza y credibilidad en los compromisos de EPM por parte de alguno de los grupos de interés. La confianza se recupera, con acciones de intervención reparadoras, en un periodo comprendido entre los 4 y 5 años. Investigación o sanción por algún organismo regulador o autoridad competente.
4	Moderada	Lesiones con incapacidad mayor a 30 días de por lo menos una (1) persona sea funcionario o contratista. Lesiones con incapacidad para mínimo un miembro de la comunidad.	La afectación de la imagen es moderada generando consecuencias negativas ante sus grupos de interés con una intensidad alta y mitigable o reversible en el mediano plazo (entre 2 y 5 años) con acciones de intervención reparadoras. La pérdida de confianza conlleva a la difusión masiva durante tres o más días, o al seguimiento por parte de los líderes de opinión por igual periodo en medios regionales, nacionales o internacionales. Observaciones por algún organismo regulador o autoridad competente.
2	Menor	Lesiones con incapacidad hasta 30 días de por lo menos una (1) persona sea funcionario o contratista.	La afectación de la imagen es menor con una intensidad baja y mitigable o reversible en el corto plazo (entre 1 y 2 años) con acciones de intervención reparadoras. Comienza un proceso de desconfianza en los productos y servicios, compromisos y relacionamiento por parte de los grupos de interés. Comienza un proceso de generación de opiniones que pueden llegar a llegar a medios masivos de comunicación. La confianza se recupera en un periodo entre 1 y 2 años con acciones de intervención reparadoras.
1	Mínima	Lesiones sin incapacidad.	La afectación de la imagen (percepción negativa respecto a la promesa de valor o compromisos) es mínima y de baja intensidad (puntuales) y mitigable o reversible de manera inmediata (menor a 1 año). La confianza por parte del grupo de interés se recupera en forma inmediata.

ANEXO 5. OBJETOS DE IMPACTO INFORMACIÓN

Valor	Clasificación	Información	Calidad
16	Máxima	<p>Disponibilidad. El acceso a la información presenta restricciones que impiden la operación del proceso, proyecto o actividad.</p> <p>Confidencialidad. La información revelada es clave para la competencia y su conocimiento tiene efectos negativos para el Grupo EPM, sin posibilidad de acciones de mitigación. La información revelada puede representar sanciones o demandas representativas para el Grupo EPM, sin posibilidad de acciones de mitigación.</p> <p>Integridad. El impacto sobre la condición de exactitud y estado completo de la información impide la operación del proceso, proyecto o actividad.</p>	No se cumple el objetivo básico con el que fue definido el producto o servicio. El producto o servicio incumple requisitos legales, reglamentarios y/o los definidos con el cliente.
8	Mayor	<p>Disponibilidad. El acceso a la información presenta restricciones tal que solo se pueden realizar algunos procedimientos menores del proceso, proyecto o actividad.</p> <p>Confidencialidad. La información revelada es clave para la competencia y su conocimiento tiene efectos negativos para el Grupo EPM, pero es posible implementar algunas acciones de mitigación. La información revelada puede representar sanciones o demandas representativas para el Grupo EPM, pero existe la posibilidad de implementar acciones de mitigación.</p> <p>Integridad. El impacto sobre la condición de exactitud y estado completo de la información solo permite realizar algunos procedimientos menores del proceso, proyecto o actividad.</p>	La reducción de la calidad del producto o servicio requiere que se realicen grandes modificaciones y/o reprocesos, así como aprobación de una instancia jerárquica.
4	Moderada	<p>Disponibilidad. El acceso a la información presenta restricciones tal que se pueden realizar todos los procedimientos menores del proceso, proyecto o actividad, pero se afectan algunos procedimientos básicos.</p> <p>Confidencialidad. La información revelada es de utilidad de manera informativa para la competencia pero no tiene efectos negativos para el Grupo EPM. La información revelada puede representar algunas sanciones o demandas poco costosas para el Grupo EPM, con posibilidad de implementar acciones de mitigación.</p> <p>Integridad. El impacto sobre la condición de exactitud y estado completo de la información permite realizar todos los procedimientos menores del proceso, proyecto o actividad, pero se afectan algunos procedimientos básicos.</p>	La reducción de la calidad del producto o servicio genera consecuencias que son remediables pero que requieren de acciones aprobadas por una instancia jerárquica.
2	Menor	<p>Disponibilidad. El acceso a la información presenta restricciones que solo afecta algunos procedimientos menores del proceso, proyecto o actividad, pero es posible realizar todos los procedimientos básicos.</p> <p>Confidencialidad. La información revelada entrega mensajes incompletos y de baja utilidad para la competencia. La información revelada puede representar alguna llamada de atención formal para el Grupo EPM, con posibilidad de implementar acciones de mitigación.</p> <p>Integridad. El impacto sobre la condición de exactitud y estado completo de la información solo afecta algunos procedimientos menores del proceso, proyecto o actividad, pero es posible realizar todos los procedimientos básicos.</p>	Sólo se ven afectados algunos aspectos del producto o servicio con consecuencias remediables que no requieren aprobación por parte de una instancia jerárquica.
1	Mínima	<p>Disponibilidad. El acceso a la información tiene restricciones que no afectan la operación del proceso, proyecto o actividad.</p> <p>Confidencialidad. La información revelada no es de utilidad para la competencia. La información revelada no genera reacciones frente al Grupo EPM.</p> <p>Integridad. El impacto sobre la condición de exactitud y estado completo de la información no afecta la operación del proceso, proyecto o actividad.</p>	La reducción en la calidad del producto o servicio es apenas perceptible.

ANEXO 6. OBJETOS DE IMPACTO AMBIENTE

Valor	Clasificación	Ambiente
16	Máxima	<p>La alteración del factor ambiental es mayor al 80%, es decir destruye o cambia casi por completo el factor ambiental considerado.</p> <p>El impacto alcanza sus máximas consecuencias en un tiempo menor a un mes (1) después de su aparición.</p> <p>La duración del impacto en el entorno es superior a los diez (10) años.</p> <p>Los impactos son irreversibles. La alteración de la condición ambiental es imposible de reparar tanto por la acción natural como por intervención humana.</p> <p>El área de afectación del factor ambiental comprende una gran porción o la totalidad de un departamento o de una región. (Ej. una alteración de las condiciones físico-químicas del agua que será consumida por una comunidad).</p>
8	Mayor	<p>La alteración del factor ambiental es superior al 60% e inferior al 80%, destruye parcialmente el componente ambiental considerado.</p> <p>El impacto alcanza sus máximas consecuencias entre un (1) mes y un (1) año después de su inicio.</p> <p>Los impactos son irreversibles. La alteración de la condición ambiental suponen una dificultad extrema de retornar por medios naturales a la situación anterior a la acción que lo produce.</p> <p>La duración del impacto en el entorno perdura entre los siete (7) y los diez (10) años.</p> <p>El área de afectación del factor ambiental comprende una porción o la totalidad de un municipio.</p>
4	Moderada	<p>La alteración del factor ambiental es superior al 40% e inferior al 60%, destruye medianamente el componente ambiental considerado</p> <p>El impacto alcanza sus máximas consecuencias entre un (1) año y dos (2) años después de su aparición.</p> <p>Los impactos son reversibles. La alteración de la condición ambiental puede ser asimilada por el entorno de forma medible a mediano o largo plazo, debido al funcionamiento de los procesos naturales de auto depuración del medio.</p> <p>La duración del impacto en el entorno perdura entre los cuatro (4) y seis (6) años.</p> <p>El área de afectación del factor ambiental comprende una porción o la totalidad de una vereda o de un barrio.</p>
2	Menor	<p>La alteración del factor ambiental tiene una incidencia superior al 20% e inferior al 40%, afecta en forma baja el componente ambiental considerado.</p> <p>El impacto alcanza sus máximas consecuencias entre los dos (2) años y los (3) años después de su aparición.</p> <p>Los impactos pueden ser recuperados o disminuidos de manera significativa a partir de la implementación de medidas correctoras por la acción del hombre.</p> <p>La duración del impacto en el entorno perdura entre uno (1) y tres (3) años.</p> <p>El área de afectación del factor ambiental comprende el área del proyecto, obra o actividad.</p>
1	Mínima	<p>La alteración del factor ambiental es igual o inferior al 20%, es decir, genera una afectación casi nula del componente ambiental considerado.</p> <p>El impacto alcanza sus máximas consecuencias en un tiempo superior a los tres (3) años.</p> <p>Los impactos desaparecen una vez la alteración de la condición ambiental se detiene.</p> <p>La duración del impacto en el entorno es inferior a un (1) año.</p> <p>El área de afectación del factor ambiental comprende instalaciones individuales o viviendas.</p>