



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Análisis del marco normativo del sector eléctrico colombiano, impactos en la regulación eléctrica de la ley 1715 de 2014

Freddy Ricardo Torres Fernández

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería, Departamento Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Bogotá, Colombia

2016

Análisis del marco normativo del sector eléctrico colombiano, impactos en la regulación eléctrica de la ley 1715 de 2014

Freddy Ricardo Torres Fernández

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería Eléctrica

Director:

MSc. Henry Navarro Sánchez

Línea de Investigación:

Distribución, Regulación De Energía Eléctrica

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería, Departamento Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Bogotá, Colombia

2016

*A mi familia, piedra angular de mi crecimiento
como ser humano.*

*Un pueblo ignorante es un instrumento ciego
de su propia destrucción; la ambición, la
intriga, abusan de la credulidad y de la
inexperiencia de hombres ajenos de todo
conocimiento político, económico o civil;
adoptan como realidades las que son puras
ilusiones; toman la licencia por la libertad, la
traición por el patriotismo, la venganza por la
justicia.*

Simón Bolívar

Resumen

La ley 1715 de 2014, fomenta el uso y la integración de las fuentes no convencionales de energía y fuentes no convencionales de energía renovable al sistema energético Colombiano. A manera de incentivo permite la participación en el mercado de energía de los autogeneradores, quienes antes de la ley no podían vender sus excedentes. Lo anterior para plantas de autogeneración sin importar su tecnología ni capacidad de potencia instalada. Por tanto la regulación expedida a la fecha por la CREG, debe adaptarse al nuevo entorno, en cuanto a requisitos de participación en el mercado, de conexión y técnicos de operación. El presente trabajo analiza la regulación eléctrica colombiana y el impacto de la promulgación de la ley 1715 de 2014, analiza casos de experiencias de regulaciones internacionales, que ya hayan integrado sistemas de generación con fuentes no convencionales de energía a su sistema energético y presenta recomendaciones para el caso colombiano.

Palabras clave: (Ley 1715 de 2014, Regulación, energía, renovable, fuentes convencionales, fuentes no convencionales)

Abstract

The 1715 of 2014 act encourages the use of renewable and no conventional generation in order to integrate it with the interconnected networks and with the existing market in Colombia. Hereinafter Selfgenerators can sell their energy in the market, no matter what technology used neither the size of the power generation plant. The regulation issued by the CREG, must change and have to adapt to the new terms. This work study the Colombian electrical regulation and the impact of these law, also study abroad regulation in countries that have already integrated renewable energies in their systems, propone some recommendations for the Colombian case.

Keywords: (1715 of 2014 Act, Legal Regulation, energy, renewable, no conventional generation).

Contenido

	Pág.
Resumen	VII
Lista de figuras	XI
Lista de tablas	XIII
Lista de Símbolos y abreviaturas	XV
Introducción	1
1. Antecedentes	5
1.1 Panorama internacional	5
1.2 Panorama colombiano.....	7
1.3 Avances normativos en Colombia en relación con energías limpias	11
2. Visión Colombia, potencial y escenarios de expansión	19
2.1 Proyección de la demanda	20
2.1.1 Demanda de energía eléctrica regional.....	26
2.2 Plan de expansión UPME 2015-2029	29
2.2.1 Escenarios expansión generación con FNCER	31
2.2.2 Plan expansión transmisión.....	36
2.3 Potenciales FNCER Colombia	38
2.3.1 Potencial energía eólica	38
2.3.2 Potencial energía solar fotovoltaica.....	44
2.3.3 Potencial biomasa.....	50
2.3.4 Potencial energía geotérmica.....	53
2.4 Costo beneficio FNCER.....	57
2.4.1 Metodología	58
2.4.2 Supuestos y datos de entrada.....	59
2.4.3 Resultados	63
3. Políticas internacionales	81
3.1 Tipos de políticas y acciones para promover las energías renovables.....	81
3.2 Contexto mundial.....	84
3.3 Contexto latinoamericano	92
3.4 Políticas Alemania	100
3.4.1 Política Energy Concept.....	103
3.4.2 Costos y tarifas Energiewende	108
3.4.3 Diseño de mercado	109
3.4.4 Aspectos positivos y negativos Energiewende	110

3.4.5	Evolución Alemania	112
3.5	Políticas Brasil.....	114
3.5.1	Evolución Brasil	119
3.6	Políticas México	120
3.6.1	Evolución México.....	124
4.	Modelo Colombiano.....	127
4.1	Contexto agentes generadores	127
4.2	Aspectos estructurales	130
4.3	Aspectos plantas mayores y autogeneración a gran escala	133
4.3.1	Mercado.....	133
4.3.2	Cargo por confiabilidad y ENFICC	136
4.3.3	Figura cogenerador	138
4.3.4	Ambiental y licenciamiento.....	140
4.3.5	Infraestructura.....	142
4.3.6	Zonas no interconectadas.....	143
4.4	Aspectos plantas menores y autogeneración a pequeña escala	144
4.4.1	Autogeneración a pequeña escala.....	144
4.4.2	Cargo por Confiabilidad y ENFICC plantas menores	145
4.4.3	Infraestructura.....	146
4.4.4	Ambiental y licenciamiento.....	146
5.	Conclusiones y recomendaciones	149
5.1	Conclusiones.....	149
5.2	Recomendaciones.....	154
1.	Anexo A: Generalidades de la regulación de la energía eléctrica en Colombia	161
1.1	Del monopolio público al modelo de la competencia	161
1.2	Marco Normativo	162
1.2.1	Constitución política de 1991	163
1.2.2	Ley 99 de 1993.....	163
1.2.3	Ley 142 de 1994	164
1.2.4	Ley 143 de 1994.....	166
1.3	Actividades del servicio de electricidad	169
1.3.1	Esquema institucional	170
1.3.2	Actividad generación.....	173
1.3.3	Actividad transmisión	178
1.3.4	Actividad de distribución	180
1.3.5	Actividad de comercialización	184
1.3.6	Zonas no interconectadas.....	186
1.3.7	Cargo por confiabilidad [43]	189
	Bibliografía	193

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1: Consumo final estimado de energía a nivel mundial 2013 [61].	5
Figura 1-2: Ranking mundial inversiones anuales y nuevas adiciones proyectos energías renovables 2014 [61].	6
Figura 1-3: Ranking mundial capacidad de generación neta instalada a 2014 [61].	7
Figura 1-4: Producción total energía primaria Colombia 2014 [5].	8
Figura 1-5: Exportaciones totales de energía primaria Colombia 2014 [5].	9
Figura 1-6: Demanda interna de energía primaria Colombia 2014 [5].	9
Figura 1-7: Consumo final colombiano por sectores 2014 [5].	10
Figura 2-1: Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá. [67].	21
Figura 2-2: Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá. [67].	22
Figura 2-3: Proyección Demanda EE Anual (GWh) – con GCE. [67].	23
Figura 2-4: Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – con GCE. [67].	23
Figura 2-5: Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE y Panamá. [67].	24
Figura 2-6: Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE Y Panamá. [67].	25
Figura 2-7: Evolución esperada crecimiento plantas menores. [66].	31
Figura 2-8: Localización proyectos eólicos en estudio de conexión. [66].	36
Figura 2-9: Mapa mundial velocidad promedio viento a 80m.	39
Figura 2-10: Mapa velocidad promedio viento (m/s) a 80m, Colombia.	40
Figura 2-11: Separación recomendada entre aerogeneradores. [58].	42
Figura 2-12: Efecto de la ubicación geográfica en la radiación recibida desde el sol. [58]	44
Figura 2-13: Mapa mundial irradiación solar.	45
Figura 2-14: Irradiación global horizontal medio diario anual Colombia.	47
Figura 2-15: Promedio de número de días al mes sin brillo solar anual.	48
Figura 2-16: Proyecto Solar Warriors 30.2 kW potencia nominal.	49
Figura 2-17: Proyecto Solar Warriors 30.2 kW potencia nominal comportamiento eléctrico típico.	49
Figura 2-18: Potencia estimada a partir de material orgánico (W/m^2). [58].	51
Figura 2-19: Esquema Pozo geotérmico y perfil temperatura del subsuelo típico. [58]	54
Figura 2-20: Mapa geotérmico de Colombia gradiente de temperatura a 3 Km de profundidad, áreas de actividad. [64].	56
Figura 2-21: Externalidades consideradas. [65].	58
Figura 2-22: Modelo análisis. [65].	59

Figura 2-23:	Proyecto eólico 400 MW, impacto de los incentivos de la Ley 1715. [65]	64
Figura 2-24:	Proyecto eólico 400 MW, Precios bolsa y precio objetivo. [65]	65
Figura 2-25:	Proyecto eólico 400 MW, TIR en función de velocidad del viento. [65]	65
Figura 2-26:	Proyecto eólico 400 MW, TIR en función del costo de conexión. [65]	65
Figura 2-27:	Costo nivelado de energía -LCOE- de energía solar FV en Colombia y en el mundo. [65]	68
Figura 2-28:	Proyectos solares, 3 kWp, 500 kWp, 5 MWp; impacto de los incentivos de la Ley 1715. [65]	68
Figura 2-29:	Proyecto cogeneración con bagazo de caña, incentivos Ley 1715. [65]	72
Figura 2-30:	Proyecto cogeneración con bagazo de caña, diferentes escenarios incentivos Ley 1715. [65]	73
Figura 2-31:	Impacto costo bagazo de caña en la rentabilidad caso base. [65]	73
Figura 2-32:	Impacto de incentivos sobre proyecto de cogeneración con biogás. [65]	74
Figura 2-33:	Fases de desarrollo de un proyecto geotérmico. [65]	76
Figura 2-34:	Peso porcentual de los costos de un proyecto geotérmico. [65]	77
Figura 2-35:	Perfil de generación de electricidad de una instalación geotérmica. [65]	77
Figura 2-36:	Rentabilidad proyectos geotérmicos, impacto incentivos ley 1715. [65]	78
Figura 2-37:	Rentabilidad proyectos geotérmicos a diferentes costos de conexión. [65]	79
Figura 3-1:	Principales actos legislativos energía nuclear y renovable 1970-1925 [56].	101
Figura 3-2:	Metas Energy Concept [56].	104
Figura 3-3:	Crecimiento capacidad instalada generación eléctrica con fuentes renovables [56].	105
Figura 3-4:	Tarifas FEED-IN, costos, y precios para sistemas PV [56].	106
Figura 3-5:	Componentes tarifas de energía hogares en Alemania [56].	108
Figura 3-6:	Evolución matriz de generación energía eléctrica Alemania 2000, 2010, 2014, Petajulios [53].	112
Figura 3-7:	Evolución matriz de generación energía eléctrica Brasil 2000, 2004, 2007, 2014, Petajulios [53].	119
Figura 3-8:	Evolución matriz de generación energía eléctrica México, 2004, 2008, 2010, 2014 Petajulios [53].	125
Figura 4-1:	Esquema institucional [44].	172

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1-1: Capacidad efectiva neta de generación eléctrica del SIN 2016 [XM 2016].	11
Tabla 1-2: Metas plan indicativo 2010-2015 PROURE.....	13
Tabla 2-1: Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá.[67]..	20
Tabla 2-2: Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá.[67]	21
Tabla 2-3: Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE y Panamá. [67].	23
Tabla 2-4: Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Con GCE y Panamá. [67]	24
Tabla 2-5: Agrupación por regiones UPC. [66].....	26
Tabla 2-6: Participación promedio regional respecto a la demanda nacional de energía eléctrica por regiones UPC. [66].....	27
Tabla 2-7: Participación promedio regional respecto a la demanda nacional de potencia eléctrica por regiones UPC. [66].....	27
Tabla 2-8: Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh – año).[66]	28
Tabla 2-9: Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW – año).[66]	29
Tabla 2-10: Fecha de entrada proyectos Cargo por Confiabilidad. Escenarios 1, 2, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 y 12. [66].....	30
Tabla 2-11: Escenarios de largo plazo plan de expansión 2015-2029. [66].....	32
Tabla 2-12: Escenarios de expansión de largo plazo con FCE (MW). [66].....	33
Tabla 2-13: Escenarios de expansión de largo plazo con FNCER (MW). [66].....	33
Tabla 2-14: Participación por tecnología escenarios de expansión de largo plazo. [66]	33
Tabla 2-15: Proyectos que solicitaron estudio de conexión en la UPME, 2015. [66].	36
Tabla 2-16: Potencial eólico en diferentes regiones del país. [51].....	40
Tabla 2-17: Características técnicas Jeprirachi. [49].....	41
Tabla 2-18: Valores de irradiación promedio para diferentes regiones del país.[65].	46
Tabla 2-19: Potenciales energéticos de residuos pecuarios.[65].....	51
Tabla 2-20: Potenciales energéticos de residuos agrícolas.[65].....	52
Tabla 2-21: Potenciales energéticos de otros residuos.[65].....	52
Tabla 2-22: Potenciales energéticos de fuentes de metano.[65].....	53
Tabla 2-23: Estado proyectos geotérmicos en desarrollo en Colombia.[23].....	57
Tabla 2-24: Datos financieros de entrada.[65].....	59
Tabla 2-25: Tasa de cambio anual promedio.[65].....	60
Tabla 2-26: Tasa de inflación externa e interna.[65].....	60

Tabla 2-27:	Costos de inversión.[65]	60
Tabla 2-28:	Costos de conexión.[65]	60
Tabla 2-29:	Costos O&M.[65]	61
Tabla 2-30:	Valoración de otras externalidades para energía eólica.[65]	66
Tabla 2-31:	Costos de instalación de energía solar FV en Colombia (con IVA y aranceles). [65]	67
Tabla 2-32:	Escenarios de generación con incentivos para instalaciones solar FV residenciales. [65]	69
Tabla 2-33:	Valoración externalidades para proyectos energía solar. [65]	71
Tabla 2-34:	Valor de externalidades para cogeneración con bagazo de caña. [65]...	74
Tabla 2-35:	Valor de externalidades para cogeneración con biogás. [65].....	75
Tabla 2-36:	Valor de externalidades para energía geotérmica. [65]	79
Tabla 2-37:	Resumen de análisis de rentabilidad. [65]	80
Tabla 3-1:	Políticas gubernamentales por subcategorías [60].....	83
Tabla 3-2:	Metas en energéticos primarios y de uso final, participación 2013/2014 [62].	86
Tabla 3-3:	Metas en participación de generación con fuentes renovables algunos países, 2014 [62].	87
Tabla 3-4:	Metas en generación de fuentes renovables EEUU, por estados [62].....	88
Tabla 3-5:	Metas en generación de fuentes renovables China, por tecnología [62]. ...	89
Tabla 3-6:	Acumulado de países con tarifas tipo FEED-In [62].	90
Tabla 3-7:	Subastas de energías renovables 2015 por países [62].....	91
Tabla 3-8:	Acumulado de países con esquemas de cuotas RPS 2015 [62].	91
Tabla 3-9:	Políticas de energías renovables en América Latina [54].	93
Tabla 3-10:	Objetivos de energías renovables en América Latina [54].	94
Tabla 3-11:	Financiación pública para energías renovables en América Latina [54]..	99
Tabla 3-12:	Sistema Alemán leyes y principales hitos [56].	101
Tabla 3-13:	Sistema Alemán puntos clave EEG [56].	103
Tabla 3-14:	Tarifa a remunerar FEED-IN, por tecnología [56].	107
Tabla 3-15:	Principales leyes y políticas energías renovables en Brasil [52].	117
Tabla 4-1:	Valores mínimos de REE anual ⁴⁴	139

Lista de Símbolos y abreviaturas

Abreviaturas

Abreviatura Término

ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
CAPEX	Capital Expenditures
CAR	Corporación Autónoma Regional
CERE	Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad
CND	Centro Nacional de Despacho
CP	Constitución Política de Colombia
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero Para La Energización de las Zonas No Interconectadas
FCE	Fuentes Convencionales de Energía
FEED-IN	Tarifas Reguladas
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
FN CER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovables
GCE	Grandes Consumidores Especiales
HVDC	High Voltage Direct Current
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia
IEA	International Energy Agency
IRENA	International Renewable Energy Agency
LCOE	Levelized Cost of Electricity
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MME	Ministerio de Minas y Energía de Colombia
OEF	Obligación de Energía Firme
OPEX	Operating expense
PNDC	Plantas No Despachadas Centralmente
PPA	Procurement Purchase Agreement
PROURE	Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía

Abreviatura	Término
REN21	Renewable Energy Policy Network For The 21 st Century
SDL	Sistema de Distribución Local
SIN	Sistema Interconectado Nacional
STN	Sistema de Transmisión Nacional
TIR	Tasa Interna de Retorno
UCP	Unidades de Control de Pronóstico
UPME	La Unidad de Planeación Minero Energética
URE	Uso Racional de la Energía
XM	Expertos en Mercado
ZNI	Zonas No Interconectadas

Introducción

Desde la década de los 90's el gobierno de Colombia ha mostrado su interés en diversificar la matriz eléctrica nacional, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y promover la eficiencia energética. En 1994 promulga la ley 164 de 1994 mediante la cual se acoge a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, hecha en Nueva York el 9 de mayo de 1992; la cual tiene por objeto estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera. También establece que el acceso a la energía facilita la erradicación de la pobreza, por tanto Colombia se compromete a adoptar medidas que propendan por promover el uso eficiente de la energía, el uso de fuentes renovables de energía, la diversificación de fuentes energéticas, la investigación, el desarrollo de tecnologías y políticas que reduzcan distorsiones en el mercado energético.

Con la ley 697 de 2001, el gobierno nacional da los primeros pasos encaminados hacia la promoción de Fuentes no convencionales de energía y programas de uso racional y eficiente de energía (URE) declarando estos últimos como de interés social público y de conveniencia nacional. Se crea el programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales (PROURE), a cargo del Ministerio de Minas y Energía (MME). Esta ley se reglamenta posteriormente por medio del decreto 3683 de 2003 de la Presidencia de la República, en el cual se da a los diferentes organismos del Estado funciones específicas encaminadas a desarrollar el objeto de la ley, convirtiéndola en ley marco orientada más hacia iniciativas URE, pero al no contar con mecanismos ni instrumentos concretos no se logra incentivar de forma importante su desarrollo.

En el año 2010 el MME por primera vez, propone metas concretas y objetivos específicos por medio del decreto 18-0919 de 2010, en el cual se adopta el Plan de Acción Indicativo 2010-2015 PROURE. En particular fijó como meta para el 2015 la participación de fuentes no convencionales de energía (FNCE) en el sistema interconectado nacional (SIN), del 3.5% y 6.5% para el 2020. De acuerdo con los datos disponibles a diciembre de 2014 para esta fecha la participación de FNCE en el SIN era

del 2.71% en capacidad instalada (Tomado del estudio Integración de las Energías Renovables No Convencionales en Colombia, UPME, 2015). Esto principalmente debido a la falta de políticas e incentivos claros que permitan el desarrollo de las FNCE en el país.

En el 2014 en Congreso de la República promulga la ley 1715 de 2014, la cual tiene dentro de sus objetivos, promover el uso y el desarrollo de FNCE, principalmente fuentes no convencionales de energía renovables (FNCER), mediante su integración al SIN, su participación en el mercado eléctrico y su participación en zonas no interconectadas (ZNI), como medio para el desarrollo sostenible, seguridad de abastecimiento energético, reducción de gases efecto invernadero, así como eficiencia energética y la respuesta de la demanda.

Esta ley cuenta con instrumentos y mecanismos específicos encaminados hacia la promoción de las FNCE y FNCER en el país, y cambia de manera importante la forma en que participan los diferentes agentes en el mercado de energía mayorista en Colombia, esto debido a que permite que los autogeneradores de energía puedan conectarse al SIN y vender sus excedentes de energía al mercado.

La forma como interactúan los diferentes agentes, generadores, autogeneradores y cogeneradores, en el mercado mayorista de energía y como se conectan al SIN, estaba reglamentada por las leyes 142 y 143 de 1994, las resoluciones CREG 024 de 1995, por el Código de Redes CREG 025 de 1995, CREG 106 de 2006, CREG 084 de 1996, CREG 085 de 1996 y CREG 05 de 2010, principalmente.

La resolución CREG 084 de 1996 reglamentaba las actividades del autogenerador conectado al SIN, particularmente en su artículo 8, prohibía la venta de excedentes al mercado, sin importar su tipo de tecnología ni su capacidad de potencia instalada. La ley 1715 de 2014 derogó esta resolución y asignó a la CREG la responsabilidad de reglamentar la participación de los autogeneradores en el mercado de energía, también asignó a la UPME la responsabilidad de definir los límites para el autogenerador a pequeña escala y autogenerador a gran escala.

La resolución CREG 05 DE 2010 reglamentó las actividades requisitos y condiciones técnicas que deben cumplir los cogeneradores. En relación a la venta de excedentes, a éstos les está permitida la venta, siempre y cuando cumplan con las condiciones establecidas en el artículo 10 de esta resolución. Estas condiciones se mantienen sin modificaciones.

A la fecha se han realizado avances en la reglamentación de la ley 1715 de 2014. El MME expidió el decreto 2469 de 2014, mediante el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración; particularmente establece que debe existir una simetría en las condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores y autogeneradores a gran escala.

Este decreto fue reglamentado por la resolución CREG 024 de 2015 en la cual regula la actividad de autogeneración a gran escala en el SIN. Básicamente le asigna a los autogeneradores a gran escala las mismas condiciones para conectarse al SIN que tienen en la actualidad los agentes generadores y para participar en el mercado mayorista deben estar representados por un agente comercializador o generador.

En junio de 2015, la UPME en cumplimiento del mandato de la ley 1715 de 2014 mediante su resolución 281 de 2015 estableció que el límite máximo de potencia de autogeneración a pequeña escala sería de 1MW de capacidad instalada en el sistema de autogeneración.

Como vemos la promulgación de la ley 1715 de 2014 cambia la forma en la cual venían interactuando los generadores, autogeneradores y cogeneradores con el mercado mayorista y con el SIN, por tanto se obliga al gobierno nacional en cabeza del MME, de la UPME y de la CREG a reglamentarla y a estudiar sus efectos, para que se integren al sistema eléctrico colombiano las FNCE las FNCER según los objetivos de la ley.

La reglamentación adoptada en relación con los autogeneradores a gran escala es prácticamente la misma que ya existía para agentes generadores antes de la promulgación de la ley, pero en materia de autogeneración a pequeña escala, plantas menores a 1MW, no hay definido nada en materia regulatoria, en el cómo se integran al SIN de forma que se incentive su desarrollo, sin entrar en detrimento de las demás

actividades del mercado como son la transmisión y la distribución y en el cómo remunerar la venta de sus excedentes, el uso de las redes, incentivando el derecho a la competencia y manteniendo la seguridad, calidad y confiabilidad del sistema.

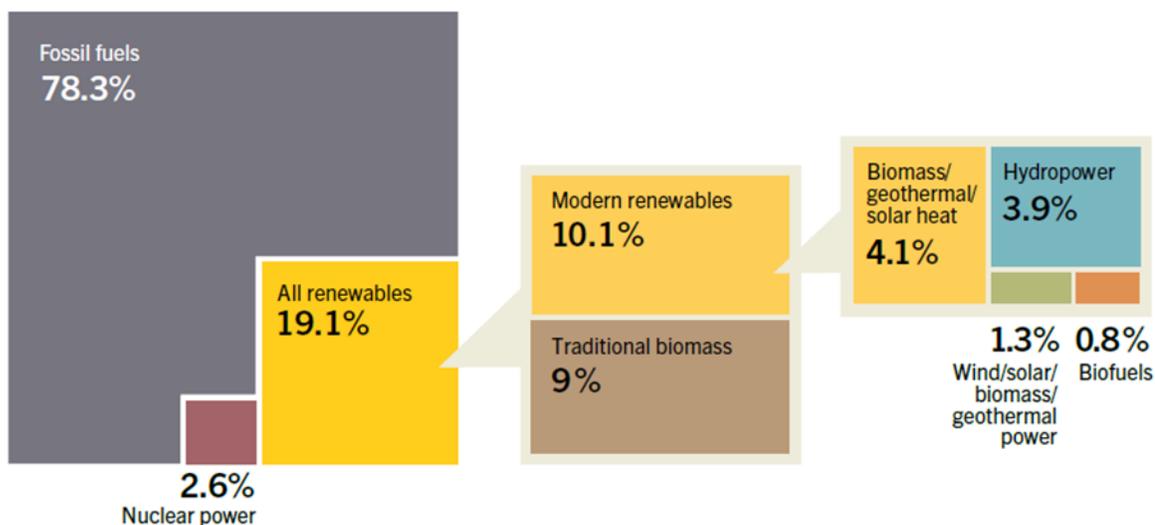
1. Antecedentes

1.1 Panorama internacional

El mundo está concientizándose respecto del cambio climático y por primera vez en cuatro décadas, a pesar de la tendencia al aumento del consumo de energía a nivel global, las emisiones de CO₂ asociadas al consumo final de energía han permanecido estables durante el 2014. Esto se atribuye principalmente al incremento en la participación de la producción de energía con fuentes renovables y al incremento de la eficiencia energética.

En los últimos años la participación mundial de las energías renovables ha tenido un crecimiento continuo, para el 2014 estas representaban aproximadamente el 19.1% del total de energía de consumo final, 78.3% provenía de combustibles fósiles y el 2.6% restante de energía nuclear. Este crecimiento está liderado por el sector de generación de energía eléctrica, destacándose la generación hidráulica, la eólica y la solar fotovoltaica.

Figura 1-1: Consumo final estimado de energía a nivel mundial 2013 [61].



El desarrollo de políticas que incentivan el uso de fuentes de energía limpias sumado a la mejora en la competitividad económica de estas tecnologías, ha ayudado a impulsar su crecimiento logrando que en algunos países esta energía compita en el mercado a la par con fuentes de combustibles fósiles de generación. Sin embargo la existencia en algunos países de subsidios a combustibles fósiles y a la energía nuclear, presenta un obstáculo para su participación dentro de la canasta energética.

A nivel mundial Europa ha logrado consolidar un mercado con amplia participación de generación con energías limpias, convirtiendo la región en líder en innovación y desarrollo. Otras regiones han replicado esta tendencia, China seguido por Estados Unidos, para el 2014 se convirtió en líder mundial en nuevas inversiones en proyectos de generación con energías renovables, Brasil, India, Sur África han incorporado en gran proporción a sus matrices energéticas fuentes de generación limpias. Países en vías de desarrollo en Asia, África y Latinoamérica se suman a esta tendencia invirtiendo en nuevos proyectos.

Figura 1-2: Ranking mundial inversiones anuales y nuevas adiciones proyectos energías renovables 2014 [61].

	1	2	3	4	5
Investment in renewable power and fuels (not including hydro > 50 MW)	China	United States	Japan	United Kingdom	Germany
Investment in renewable power and fuels per unit GDP ¹	Burundi	Kenya	Honduras	Jordan	Uruguay
 Geothermal power capacity	Kenya	Turkey	Indonesia	Philippines	Italy
 Hydropower capacity	China	Brazil	Canada	Turkey	India
 Solar PV capacity	China	Japan	United States	United Kingdom	Germany
 CSP capacity	United States	India	–	–	–
 Wind power capacity	China	Germany	United States	Brazil	India
 Solar water heating capacity ²	China	Turkey	Brazil	India	Germany
 Biodiesel production	United States	Brazil	Germany	Indonesia	Argentina
 Fuel ethanol production	United States	Brazil	China	Canada	Thailand

Figura 1-3: Ranking mundial capacidad de generación neta instalada a 2014 [61].

	1	2	3	4	5
POWER					
Renewable power (incl. hydro)	China	United States	Brazil	Germany	Canada
Renewable power (not incl. hydro)	China	United States	Germany	Spain / Italy	Japan/ India
Renewable power capacity <i>per capita</i> (among top 20, not including hydro ³)	Denmark	Germany	Sweden	Spain	Portugal
 Biopower generation	United States	Germany	China	Brazil	Japan
 Geothermal power capacity	United States	Philippines	Indonesia	Mexico	New Zealand
 Hydropower capacity ⁴	China	Brazil	United States	Canada	Russia
 Hydropower generation ⁴	China	Brazil	Canada	United States	Russia
 Concentrating solar thermal power (CSP)	Spain	United States	India	United Arab Emirates	Algeria
 Solar PV capacity	Germany	China	Japan	Italy	United States
 Solar PV capacity <i>per capita</i>	Germany	Italy	Belgium	Greece	Czech Republic
 Wind power capacity	China	United States	Germany	Spain	India
 Wind power capacity <i>per capita</i>	Denmark	Sweden	Germany	Spain	Ireland

Las energías renovables variables¹, han tenido un crecimiento importante en Australia, Europa, Japón y EEUU, particularmente en el sector residencial, dando origen a otra categoría de usuarios los “prousuarios”, que son aquellos usuarios residenciales que producen su propia energía, lo que ha obligado a las autoridades y a las empresas prestadoras del servicio de electricidad a diseñar nuevas políticas y nuevos modelos de mercado así como adecuaciones de sus redes de transporte de electricidad [61].

1.2 Panorama colombiano

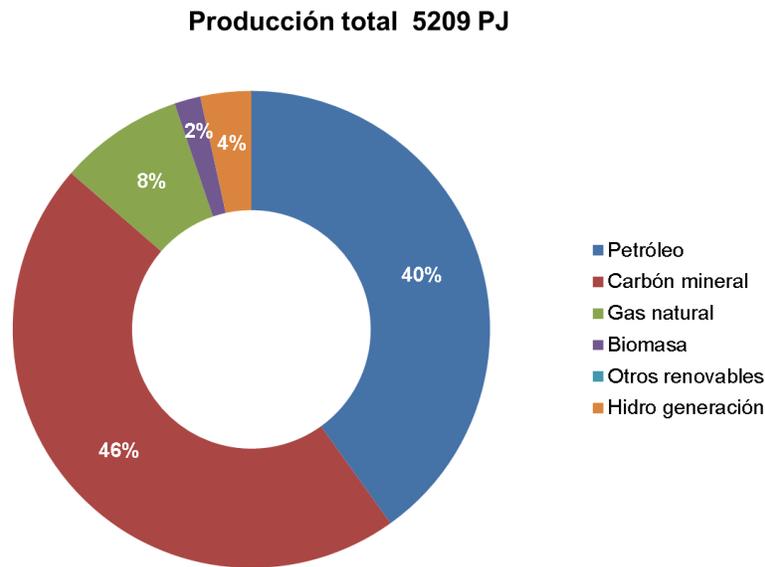
Colombia es un país privilegiado, posee una matriz energética diversa compuesta tanto de recursos fósiles como de recursos renovables. En el año 2014 produjo cerca de 2088.6 PJ de petróleo, 2410.6 PJ de carbón mineral, 438.4 PJ de gas natural, 92.3 PJ de biomasa, 179 PJ de hidro-energía y alrededor de 0.2 PJ de otros renovables. Figura 1-4.

Se observa que el 94 % de nuestra canasta energética actual es altamente dependiente de los combustibles fósiles, siendo el carbón el energético más representativo. Solo el 6% restante proviene de fuentes renovables. Teniendo en cuenta que estos son recursos

¹ Aquellas plantas menores que no pueden ser despachadas centralmente debido a su naturaleza fluctuante.

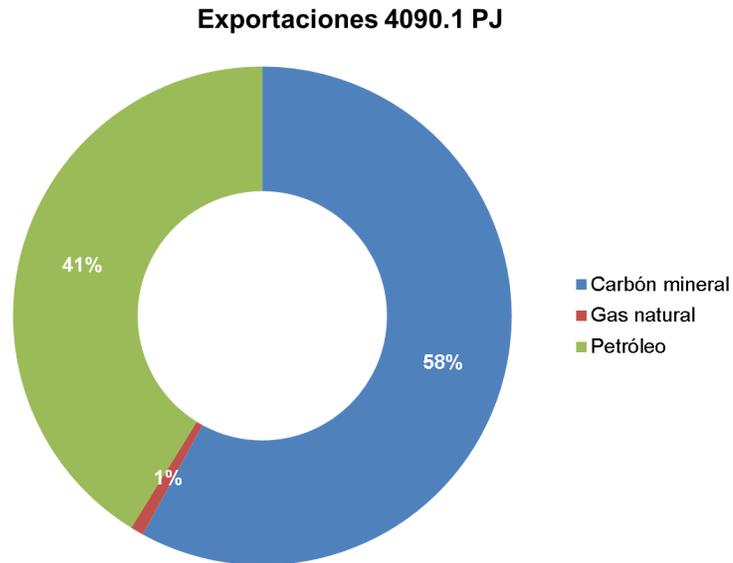
naturales no renovables y que las reservas de estos son aproximadamente de 170 años para el carbón, de 7 años para el petróleo y de 15 años para el gas natural² [65], es conveniente diversificar la matriz energética y abrirle espacio a otras fuentes de energía limpias que garanticen la seguridad del suministro y que nos hagan menos vulnerables a los mercados internacionales.

Figura 1-4: Producción total energía primaria Colombia 2014 [5].

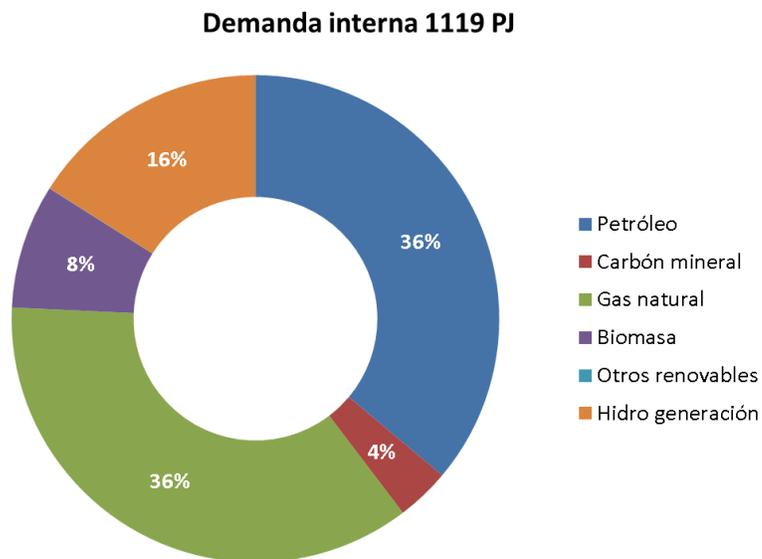


Del total de energéticos primarios Colombia exporta alrededor de 4090.1 PJ, distribuidos en petróleo 1684.5 PJ, carbón mineral 2370.1 PJ y gas natural 34.8 PJ. Figura 1-5.

² Se debe tener en cuenta que de acuerdo con la tasa de producción actual decreciente y la tendencia alcista de la demanda, se prevé la necesidad de realizar importaciones a partir del año 2017 o 2018.

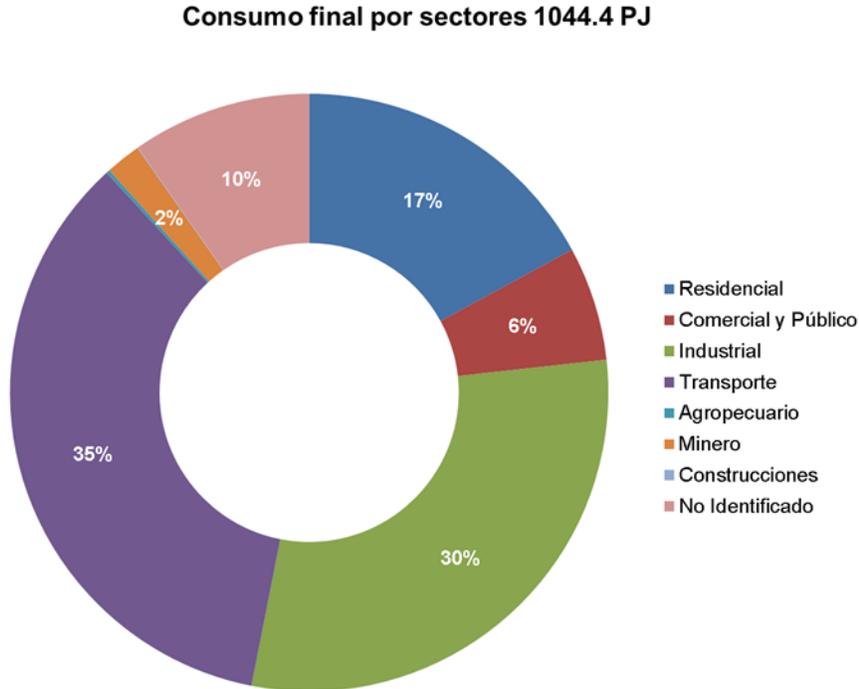
Figura 1-5: Exportaciones totales de energía primaria Colombia 2014 [5].

La demanda interna para el mismo año fue de 1119 PJ distribuidos aproximadamente así, 404.1 PJ de petróleo, 39.8 PJ de carbón mineral, 403.6 PJ de gas natural, 92.3 PJ de biomasa, 179 PJ de hidro-energía y alrededor de 0.2 PJ de otros renovables. Figura 1-6.

Figura 1-6: Demanda interna de energía primaria Colombia 2014 [5].

En cuanto al consumo por sectores para el 2014, el de mayor consumo fue el transporte con 366.2 PJ, le sigue el sector industrial con 311.7 PJ, el residencial 178.2 PJ, el comercial y público con 64.5 PJ, el sector minero con 20 PJ, el agropecuario con 2 PJ, construcciones con 0.4 PJ y el consumo no identificado con 101.3 PJ. Figura 1-7.

Figura 1-7: Consumo final colombiano por sectores 2014 [5].



La Tabla 1-1 nos presenta la matriz de generación eléctrica conectada al SIN del país; para el 2016 es de 16342.02 MW, de este total el 69.9% corresponde a hidro-generación, el 29.46% corresponde a planta térmicas y apenas el 0.64% a energía limpia generada con FNCER.

Se puede decir que el sistema eléctrico colombiano es entonces, es altamente dependiente de fuentes hídricas lo que nos hace vulnerables a fenómenos climáticos como el del niño; es limpio en comparación con el de otros países al no emitir grandes cantidades de gases de efecto invernadero a la atmósfera; teniendo en cuenta que la participación térmica a carbón es de 1339 MW lo que corresponde al 8.2% del total, no usamos de forma amplia este recurso altamente disponible en el país; la generación

térmica a gas es de 1619.5 MW que equivalen al 9.9% del total, recurso que de acuerdo con las proyecciones [68] requerirá importaciones en el corto plazo; es casi nula la participación de FNCER conectadas al SIN.

Estas características hacen altamente conveniente que se tomen medidas para aumentar el porcentaje de generación eléctrica con FNCER en el país, más teniendo en cuenta que debido a la ubicación geográfica nuestro territorio tiene un alto potencial de generación con este tipo de tecnologías y que estas se abren paso en el mundo no solo por los beneficios que representan frente al cambio climático sino como instrumento para crear nuevas oportunidades económicas para las comunidades que no disponen de energía eléctrica por encontrarse en ZNI.

Tabla 1-1: Capacidad efectiva neta de generación eléctrica del SIN 2016 [XM 2016].

Tipo de planta de Generación	Capacidad Efectiva Neta MW	% Participación
Hidroeléctricas >20 MW	10814.00	66.17%
Hidroeléctricas >10 MW y <20 MW	422.87	2.59%
Hidroeléctricas <10 MW	185.68	1.14%
Plantas Eólicas	18.42	0.11%
Plantas Cogeneración Biomasa	86.60	0.53%
Plantas Térmicas y Cogeneración Fósiles < 20 MW	91.45	0.56%
Plantas Térmicas Fósiles > 20 MW	4723.00	28.90%
Total	16342.02	100%

1.3 Avances normativos en Colombia en relación con energías limpias

Desde la década de los 90's el gobierno de Colombia ha mostrado su interés en diversificar la matriz eléctrica nacional, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y promover la eficiencia energética. En 1994 promulga la ley 164 de 1994 mediante la cual se acoge a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, hecha en Nueva York el 9 de mayo de 1992; la cual tiene por objeto la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático. Ese

nivel debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible (Art. 2). También establece que el acceso a la energía facilita la erradicación de la pobreza, por tanto Colombia se compromete a adoptar medidas que propendan por promover el uso eficiente de la energía, el uso de fuentes renovables de energía, la diversificación de fuentes energéticas, la investigación, el desarrollo de tecnologías y políticas que reduzcan distorsiones en el mercado energético.

Con la ley 697 de 2001, el gobierno nacional da los primeros pasos encaminados hacia la promoción de Fuentes no convencionales de energía y programas de uso racional y eficiente de energía (URE) declarando estos últimos como de interés social, público y de conveniencia nacional. Le asigna a estado en cabeza del Ministerio de Minas y Energía (MME), la responsabilidad de la creación de normas y de la infraestructura técnica y económica para que se desarrollen iniciativas URE en Colombia. Crea el programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales (PROURE), a cargo del MME, cuya función es promover el uso de energías no convencionales y programas de eficiencia energética; también involucra a los prestadores del servicio de electricidad dándoles la obligación de desarrollar programas URE y de incentivar y apoyar los usuarios que deseen desarrollarlos. Esta ley se reglamenta posteriormente por medio del decreto 3683 de 2003 de la Presidencia de la república, en el cual se da a los diferentes organismos del estado funciones específicas encaminadas a desarrollar el objeto de la ley, convirtiéndola en ley marco orientada más hacia iniciativas URE que a energías renovables, pero que al no contar con mecanismos ni instrumentos concretos no logra incentivar de forma importante su desarrollo.

En el año 2010 el MME por primera vez, propone metas concretas y objetivos específicos por medio del decreto 18-0919 de 2010, en el cual se adopta el Plan de Acción Indicativo 2010-2015 PROURE. En particular fijo las siguientes metas en relación con el uso de fuentes no convencionales de energía (FNCE) en el país. Tabla 1-2.

Tabla 1-2: Metas plan indicativo 2010-2015 PROURE.

Año	Meta participación de las FNCE en el sistema interconectado nacional	Meta participación de las FNCE en las zonas no interconectadas, ZNI
2015	3.5%	20.0%
2020	6.5%	30.0%

De acuerdo con los datos disponibles, ver Tabla 1-1, en el primer trimestre de 2016, XM reporta una capacidad efectiva neta de 105.2 MW, 0.64% de participación de las FNCE en el SIN; para las ZNI de acuerdo con la información disponible por parte del Sistema de Información Minero Energético Colombiano (SIMEC), toda su generación proviene de plantas térmicas que usan combustibles fósiles principalmente diésel. Es evidente que las políticas e incentivos, adoptados por el gobierno nacional no han logrado incentivar el uso y desarrollo de las FNCE en el país.

En el 2014 en congreso de la república promulga la ley 1715 de 2014, la cual tiene dentro de sus objetivos, promover el uso y el desarrollo de FNCE, principalmente fuentes no convencionales de energía renovables (FNCER), mediante su integración al SIN, su participación en el mercado eléctrico y su participación en zonas no interconectadas (ZNI), como medio para el desarrollo sostenible, seguridad de abastecimiento energético, reducción de gases efecto invernadero, así como eficiencia energética y la respuesta de la demanda (Art. 1).

Adicionalmente su finalidad es establecer el marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las FNCE y las FNCER, a inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda, ratificando los compromisos adquiridos por el país a través de la aprobación del estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena) mediante la Ley 1665 de 2013 (Art. 2).

Esta ley cuenta con instrumentos y mecanismos específicos encaminados hacia la promoción de las FNCE y FNCER en el país, y cambia de manera importante la forma en que participan los diferentes agentes en el mercado de energía mayorista en Colombia,

debido a que permite que los autogeneradores de energía puedan conectarse al SIN y vender sus excedentes de energía al mercado.

Particularmente en su contenido encontramos:

- Declara al uso, promoción y desarrollo de FNCE como de utilidad pública, interés social y conveniencia nacional. Lo cual significa que prima sobre ordenamiento territorial, urbanismo, planificación ambiental, fomento económico, valoración positiva en los procesos de concurrencia y selección así como efectos en expropiación forzosa (Art.4).
- Define la Autogeneración como la actividad realizada por personas naturales o jurídicas, que producen energía eléctrica principalmente para atender sus propias necesidades, permite venta de excedentes en los términos que determine la CREG. La UPME deberá definir límites, autogenerador a pequeña escala y autogeneración a gran escala (Art. 5).
- Define la Cogeneración como la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de una actividad económica (Art. 5).
- Define las Fuentes convencionales de energía como aquellos recursos de energía que son utilizados de forma intensiva y ampliamente comercializados en el país (Art. 5).
- Define las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) como aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCE la energía nuclear o atómica y las FNCER. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCE según lo determine la UPME. (Art. 5).
- Define las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) como aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la UPME. (Art. 5).

- Define la Generación Distribuida (GD) como la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL). La capacidad de la generación distribuida se definirá en función de la capacidad del sistema en donde se va a conectar, según los términos del código de conexión y las demás disposiciones que la CREG defina (Art. 5).
- En materia de competencias administrativas el MME será el encargado de las políticas, reglamentos técnicos, planes de fomento y de gestión eficiente de la energía. La CREG será encargada de procedimientos para la operación, conexión, respaldo y comercialización de energía, así como de los mecanismos regulatorios para incentivar la integración al mercado de energía de las FNCE, respuesta en demanda y mejora de la eficiencia energética. La UPME debe mantener actualizada la lista de las energías no convencionales (ENC) y definir el límite de potencia de Autogeneración a pequeña escala. El Ministerio de Hacienda MHCP deberá financiar planes y programas de investigación y desarrollo. El Ministerio de Ambiente MADS será el encargado de las políticas ambientales, de los procedimientos y los requisitos para la expedición de la certificación de beneficios ambientales, para el otorgamiento de los beneficios tributarios por el uso de FNCE. A la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales y a las CAR evacuar rápidamente las licencias ambientales (Art. 6).
- Dentro de los mecanismos para cumplir los objetivos de la ley se tiene la entrega de excedentes de autogeneradores a pequeña y gran escala según la regulación que la CREG defina; mediante el uso de contadores bidireccionales y sistemas de créditos de energía. Para el caso de la autogeneración a gran escala y distribuida se tendrá en cuenta el beneficio que le aporten a la red (Art 8).
- Se crea el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía para financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía (Art.10).
- Como incentivos a la inversión en proyectos FNCE tenemos:
 - Reducción anual de renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, de hasta del cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada. Para ello se deberá presentar la certificación de beneficio ambiental otorgada por el MADS (Art. 11).
 - Los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la preinversión e inversión, para la producción y utilización de energía a partir de las FNCE, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos estarán excluidos de IVA (Art 12).

- Las nuevas inversiones en nuevos proyectos de FNCE gozarán de exención del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión de proyectos con dichas fuentes (Art. 13).
- Las nuevas inversiones en nuevos proyectos de FNCE gozarán de depreciación acelerada la cual será aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de la generación con FNCE. la tasa anual de depreciación será no mayor de veinte por ciento (20%) como tasa global anual (Art. 14).
- Como medida para la promoción de la eficiencia energética el Ministerio de Minas y Energía, conjuntamente con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público deberán desarrollar una serie de instrumentos técnicos, jurídicos, económico-financieros, de planificación y de información, entre los que deberán contemplarse (Art. 26):
 - Plan de acción indicativo para el desarrollo del PROURE;
 - Reglamentaciones técnicas;
 - Sistemas de etiquetado e información al consumidor sobre la eficiencia energética de los procesos, instalaciones y productos y sobre el consumo energético de los productos manufacturados;
 - Campañas de información y concientización.
- El Ministerio de minas y Energía delegará a la CREG para que establezca mecanismos regulatorios para incentivar la respuesta de la demanda (Art. 31).

La forma cómo interactúan los diferentes agentes, generadores, autogeneradores y cogeneradores, en el mercado mayorista de energía y como se conectan al SIN estaban reglamentados por la ley 142 y 143 de 1994, las resoluciones CREG 024 de 1995, por el código de redes CREG 025 de 1995, CREG 106 de 2006 , CREG 084 de 1996, CREG 085 de 1996, CREG 05 de 2010, principalmente.

La resolución CREG 084 de 1996 reglamentaba las actividades del autogenerador conectado al SIN, particularmente en su artículo 8, prohibía la venta de excedentes al mercado, sin importar su tipo de tecnología ni su capacidad de potencia instalada. La ley 1715 de 2014 deroga esta resolución y asigna a la CREG la responsabilidad de

reglamentar la participación de los autogeneradores en el mercado de energía. También signa a la UPME la responsabilidad de definir los límites para el autogenerador a pequeña escala y autogenerador a gran escala.

La resolución CREG 05 DE 2010 reglamenta las actividades requisitos y condiciones técnicas que deben cumplir los cogeneradores. En relación a la venta de excedentes, a estos se les está permitida la venta, siempre y cuando cumplan con las condiciones establecidas en el artículo 10 de esta resolución. Estas condiciones se mantienen sin modificaciones.

A la fecha se han realizado avances en la reglamentación de la ley 1715 de 2014. El MME expidió el decreto 2469 de 2014, mediante el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración; particularmente establece que debe existir una simetría en las condiciones de participación en el mercado mayorista entre los agentes generadores y autogeneradores a gran escala.

Este decreto fue reglamentado por la resolución CREG 024 de 2015 en la cual regula la actividad de autogeneración a gran escala en el SIN. Básicamente le asigna a los autogeneradores a gran escala las mismas condiciones para conectarse al SIN que tienen en la actualidad los agentes generadores y para participar en el mercado mayorista deben estar representados por un agente comercializador o generador, mediante un contrato de libre acuerdo entre las partes. También establece que los Autogeneradores pueden acceder al pago del cargo por confiabilidad sin perder su condición de autogenerador, para ello deberá cumplir las condiciones de la resolución CREG 071 de 2006.

En junio de 2015, la UPME en cumplimiento del mandato de la ley 1715 de 2014 mediante su resolución 281 de 2015 estableció que el límite máximo de potencia de autogeneración a pequeña escala sería de 1MW de capacidad instalada en el sistema de autogeneración.

En lo relacionado a respuesta de la demanda el MME expidió en diciembre de 2014 el decreto 2492; el cual le asigna a la CREG, la responsabilidad de diseñar los cargos que

remuneran las actividades de transmisión y distribución, tarifas horarias y/o canasta de tarifas de forma tal que permitan incentivar económicamente el uso más eficiente de la infraestructura y la reducción de costos de prestación del servicio. De igual forma, deberá diseñar mecanismos en la fórmula tarifaria que permitan que al usuario final lleguen señales horarias (Art. 1).

El decreto adicionalmente le asigna a la CREG el diseño de los mecanismos para que los usuarios voluntariamente puedan participar del mercado mayorista ofertando reducciones o desconexiones de su demanda, con el objetivo de dar confiabilidad al SIN, respaldar obligaciones de energía firme, reducir precios de bolsa de energía y costos de restricciones. Para reglamentar este decreto la CREG expidió la resolución 098 de 2014, la cual hace público el proyecto de resolución, por la cual se regula la respuesta de la demanda para el mercado diario en condiciones de escasez. Esta resolución se encuentra bajo estudio.

En el año 2015 el MME expidió el decreto 1623 de 2015, el cual establece los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el SIN y en las ZNI. También expidió el decreto 2143 de 2015 el cual define los lineamientos que reglamentan la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo 3 de la Ley 1715 de 2014. La Presidencia de la República a través del decreto 348 de 2017, incorpora lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala al decreto 1073 de 2015, el cual contiene el decreto único reglamentario del sector administrativo de minas y energía.

La reglamentación adoptada en relación con los autogeneradores a gran escala es prácticamente la misma que ya existía para agentes generadores antes de la promulgación de la ley, pero en materia de autogeneración a pequeña escala, plantas menores a 1MW, no hay definido nada en materia regulatoria, en el cómo se integran al SIN de forma que se incentive su desarrollo, sin entrar en detrimento de las demás actividades del mercado como son la transmisión y la distribución y en el cómo remunerar la venta de sus excedentes, el uso de las redes, incentivando el derecho a la competencia y manteniendo la seguridad, calidad, confiabilidad del sistema.

2. Visión Colombia, potencial y escenarios de expansión

Colombia es un país que no cuenta con una tradición en energías renovables, a pesar de las iniciativas gubernamentales no se ha logrado incentivar su desarrollo por tanto podría decirse que es un tema relativamente nuevo en la agenda nacional. A nivel mundial las tecnologías para transformar energéticos primarios renovables en energía de uso final es conocida desde hace décadas sin embargo no eran tecnologías maduras que permitieran pleno abastecimiento en condiciones de seguridad y confiabilidad comparadas con las fuentes convencionales, en los últimos 30 años algunas FNCER han logrado desarrollarse tecnológicamente y han comenzado a masificarse, esto sumado a la disminución de sus costos ha traído un aumento de su participación en la matriz energética mundial.

El país cuenta con recursos importantes que pueden ser explotados en materia de FNCER, se tiene por ejemplo una radiación solar promedio país de 194 W/m^2 , vientos de 9 m/s a 100m de altura en el departamento de la Guajira, y potenciales estimados de 450000 TJ/ año en biomasa, lo que permite pensar en las energías renovables como posible estrategia para diversificar nuestra matriz energética dependiente mayormente de fuentes hídricas.

Teniendo en cuenta lo anterior y la promulgación de la ley 1715 de 2014, La UPME ha incluido dentro de su plan anual de expansión de generación y transmisión, el análisis de varios escenarios considerando la incorporación de FNCER al SIN, mostrando de esta forma que es interés del Gobierno Nacional incentivar la participación de estas tecnologías dentro de la matriz de generación de energía eléctrica nacional.

2.1 Proyección de la demanda³

La estimación de la demanda es la base para la realización de un plan de expansión, cuatrimestralmente la UPME realiza actualizaciones de la proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima nacional para un periodo de 15 años. Estas estimaciones se hacen mediante modelos estadísticos que incorporan en el análisis variables como el producto interno bruto, crecimiento de la población, cambios en la temperatura por áreas geográficas conectadas al SIN, así como un análisis del comportamiento de la economía nacional; en la revisión de junio de 2016, la proyecciones realizadas incluyen estimaciones de las consecuencias del efecto de la caída del precio del petróleo sobre la demanda de energía a nivel nacional, la Tabla 2-1 muestra la proyección de la demanda de energía eléctrica nacional sin incluir los Grandes Consumidores Especiales (GCE).

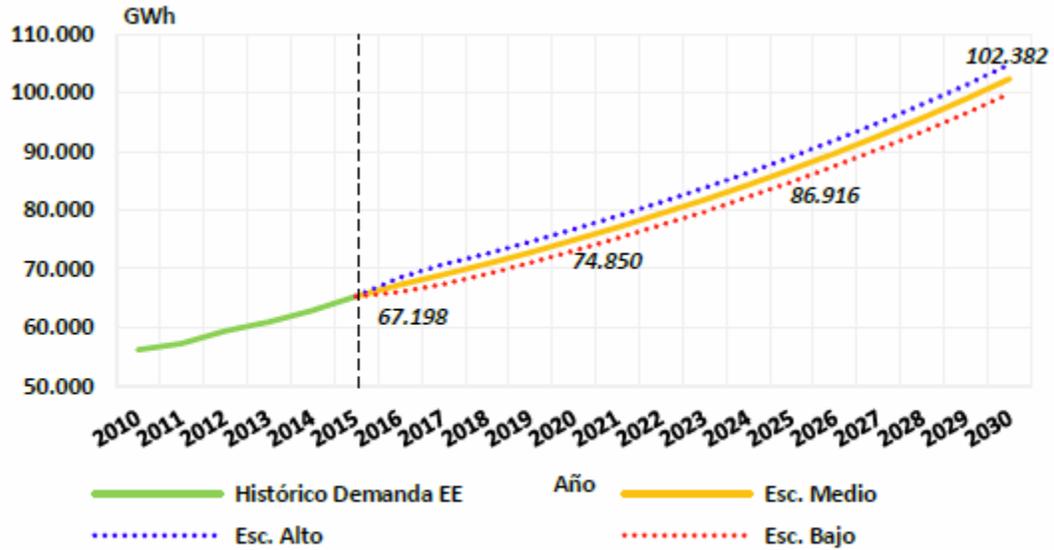
Tabla 2-1: Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá.[67]

Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	68447	67198	65956
2017	70679	68974	67279
2018	72570	70822	69082
2019	74570	72775	70989
2020	76695	74850	73015
2021	78935	77038	75151
2022	81295	79343	77401
2023	83741	81732	79733
2024	86333	84264	82206
2025	89048	86916	84795
2026	91909	89711	87524
2027	94917	92650	90393
2028	98061	95722	93393
2029	101375	98960	96555
2030	104877	102382	99897

³ Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia, revisión junio de 2016, UPME.

Gráficamente esta información se presenta de la siguiente manera

Figura 2-1: Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Sin GCE ni Panamá. [67]



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2016.

De acuerdo con estos resultados la UPME estima que el crecimiento promedio sin incluir grandes consumidores ni a Panamá sea del 3.05% anual para el escenario medio. En términos de potencia eléctrica la UPME proyecta un crecimiento según Tabla 2-2.

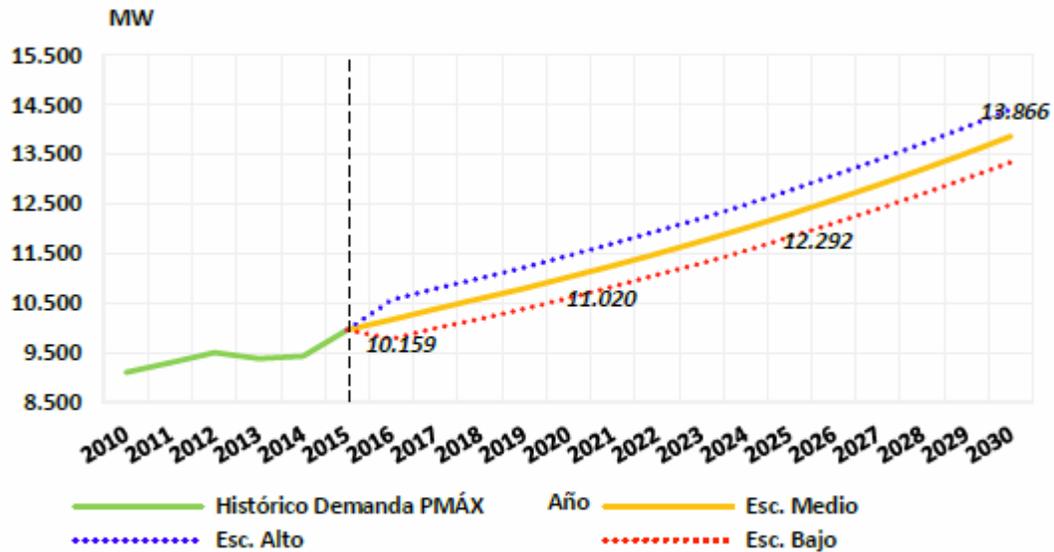
Tabla 2-2: Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá.[67]

Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	10558	10159	9775
2017	10791	10383	9991
2018	10997	10581	10182
2019	11217	10794	10386
2020	11453	11020	10604
2021	11695	11253	10828
2022	11951	11499	11065
2023	12211	11749	11305
2024	12483	12012	11558
2025	12774	12292	11827
2026	13077	12583	12108
2027	13391	12885	12398
2028	13715	13197	12698
2029	14053	13523	13012

Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2030	14411	13866	13343

Gráficamente esta información se representa de la siguiente manera

Figura 2-2: Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – Sin GCE ni Panamá. [67]



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2016.

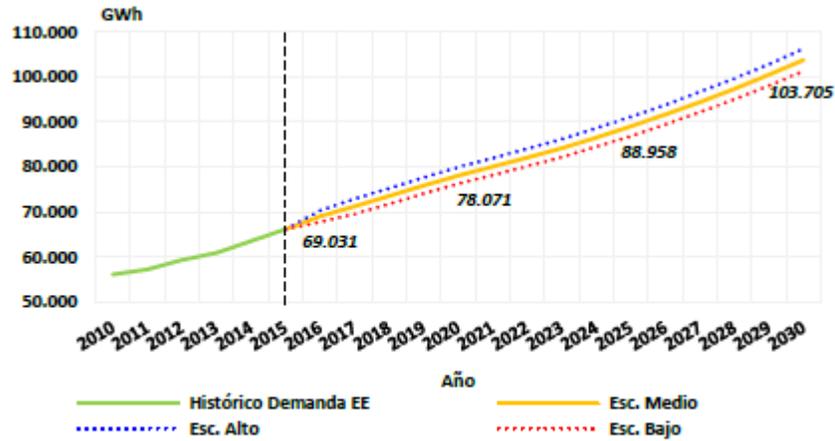
De acuerdo con estos resultados la UPME estima que el crecimiento promedio de potencia sin incluir grandes consumidores ni a Panamá sea del 2.23% anual para el escenario medio.

Teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda de energía de los grandes consumidores que son: Rubiales, Ecopetrol, Drummond y Sociedades Portuarias, la proyección de la UPME para el escenario medio es del 3.04% anual, ver Figura 2-3.

Para la potencia eléctrica, el crecimiento promedio anual de la proyección nacional más el de los GCE sería del 2,26%. Ver figura 2-4.

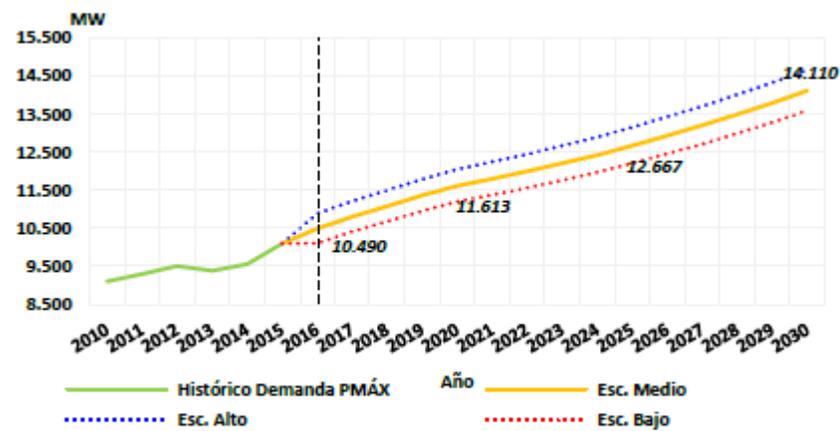
La proyección de la demanda de energía incluyendo a los GCE y a Panamá es como se muestra en la Tabla 2-3.

Figura 2-3: Proyección Demanda EE Anual (GWh) – con GCE. [67]



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2016.

Figura 2-4: Proyección Demanda PMÁX Anual (MW) – con GCE. [67]



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2016.

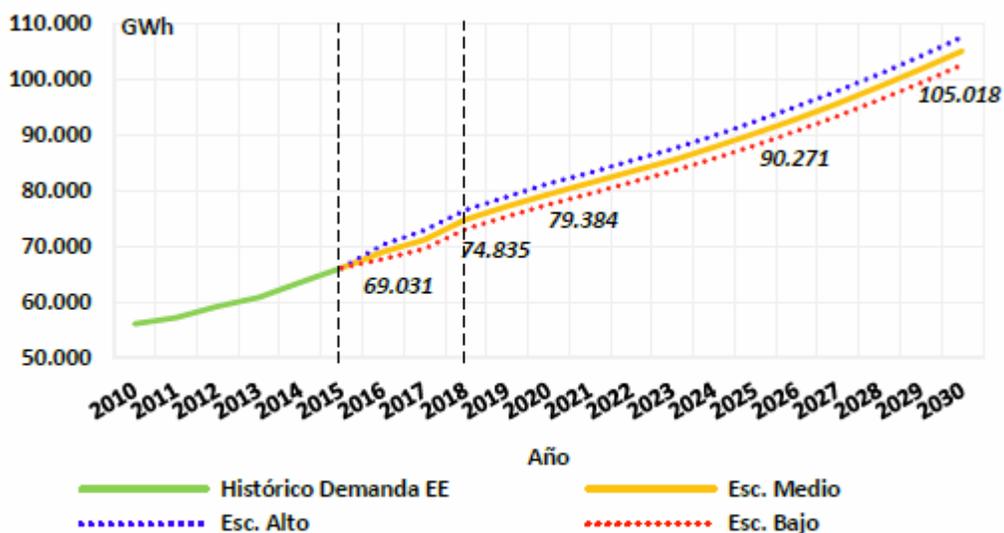
Tabla 2-3: Proyección de la Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE y Panamá. [67]

Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	70280	69031	67788
2017	72945	71241	69546
2018	76583	74835	73095
2019	78955	77160	75375
2020	81229	79384	77549
2021	83248	81351	79464
2022	85336	83384	81442
2023	87516	85508	83509
2024	89875	87806	85747
2025	92403	90271	88150

Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2026	95086	92889	90701
2027	97934	95667	93411
2028	100937	98597	96269
2029	104125	101710	99305
2030	107514	105018	102533

Gráficamente esta información se representa de la siguiente manera

Figura 2-5: Proyección Demanda EE Anual (GWh) – Con GCE y Panamá. [67]



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2015.

De acuerdo con estos resultados la UPME estima un crecimiento promedio incluyendo grandes consumidores y a Panamá del 3.13% anual para el escenario medio.

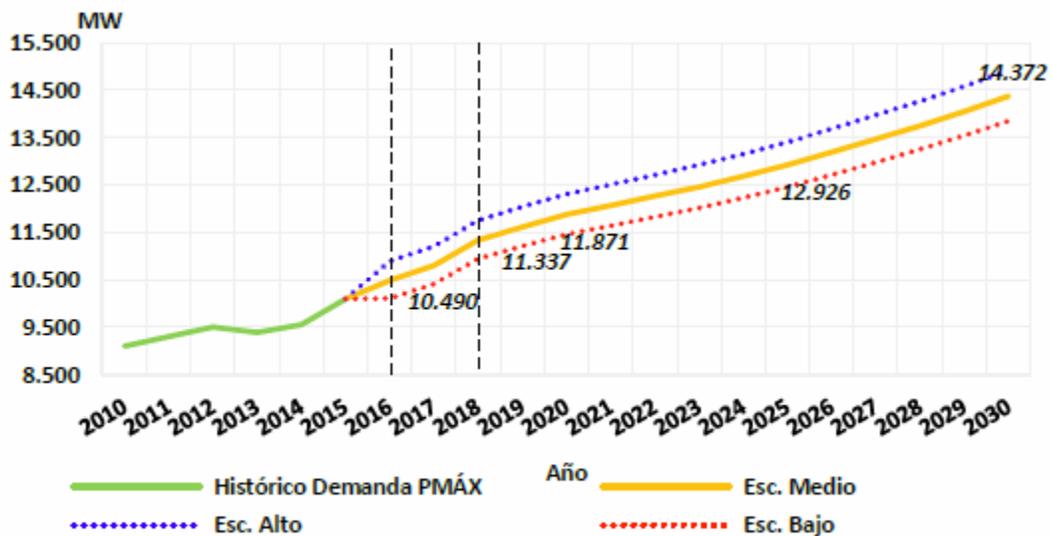
En términos de potencia eléctrica la UPME proyecta un crecimiento según Tabla 2-4.

Tabla 2-4: Proyección de la Demanda PMÁX Anual (MW) – Con GCE y Panamá. [67]

Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2016	10889	10490	10107
2017	11208	10800	10408
2018	11753	11337	10937
2019	12041	11618	11210
2020	12304	11871	11455
2021	12507	12065	11640

Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2022	12714	12263	11828
2023	12924	12463	12019
2024	13155	12683	12229
2025	13409	12926	12462
2026	13680	13186	12711
2027	13969	13463	12977
2028	14268	13750	13251
2029	14583	14052	13541
2030	14917	14372	13849

Figura 2-6: Proyección Demanda PMÁX (MW) – Con GCE Y Panamá. [67]



Fuente: UPME, Base de Datos XM, ONU, DANE e IDEAM, 2016.

De acuerdo con estos resultados la UPME estima que el crecimiento promedio de potencia incluyendo grandes consumidores y a Panamá sea del 2.39% anual para el escenario medio.

Se estima que la interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá esté lista para el 2019, esta tendría un recorrido de 600 km de longitud y una capacidad de 400 MW; el proyecto ha tenido varios retrasos debido a problemas políticos y sociales, con esta nueva línea se tendría acceso al mercado de energía eléctrica centro americano lo cual sería de gran importancia para el sector eléctrico del país debido a los posibles intercambios comerciales y a la posibilidad de respaldo ante fenómenos climáticos.

2.1.1 Demanda de energía eléctrica regional

La UPME⁴ dividió al país por regiones llamadas Unidades de Control de Pronóstico (UCP) para los estimativos de la demanda de energía y potencia, estas regiones hacen referencia a zonas usadas para el despacho diario de generación y no se ajustan a los límites políticos departamentales. La tabla 2-5 muestra la agrupación por regiones.

Tabla 2-5: Agrupación por regiones UPC. [66]

REGIÓN	UCP ORIGINAL	UCP DESAGREGADA
CENTRO	CENTRO	CODENSA
		CUNDINAMARCA
	META	EMSA
		GUAVIARE
COSTA - CARIBE	CARTAGENA	CARTAGENA
	PLANETA RICA	PLANETA RICA
	SINÚ	SINÚ
	BARRRANQUILLA	BARRANQUILLA
	TAIRONA	TAIRONA
NOROESTE	NOROESTE	ANTIOQUIA
		CHOCÓ
ORIENTE	ORIENTE	CENS
		EBSA
		ENELAR
		ENERCA
		SANTANDER
VALLE	CALI	CALI
	EPSA	CARTAGO
		PACÍFICO
		TULUÁ
CQR	CAFETEROS	CHEC
		QUINDÍO
	PEREIRA	PEREIRA
TOLIMA GRANDE	ANDAKÍ	ANDAKÍ
	PACANDÉ	PACANDÉ
	PIJAOS	PIJAOS
SUR	PASTO	BAJO PUTUMAYO
		CEDENAR
		PUTUMAYO
	SUR	SUR

Fuente de datos: Portal BI – XM

Fuente de tabla: UPME

⁴ Plan de expansión de referencia generación – transmisión 2015 – 2029, UPME

De acuerdo con lo anterior la UPME estima que la participación regional respecto de la demanda de energía nacional sea como lo muestra la Tabla 2-6.

Tabla 2-6: Participación promedio regional respecto a la demanda nacional de energía eléctrica por regiones UPC. [66]

	2000-2004	2005-2009	2010-2014	2015-2019	2020-2024	2025-2029
Centro	23.96%	24.90%	25.16%	25.46%	26.10%	26.52%
Costa - Caribe	20.28%	19.75%	21.65%	22.25%	22.73%	23.61%
Noroeste	16.06%	15.01%	14.45%	13.76%	13.14%	12.50%
Valle	12.66%	12.03%	10.95%	10.35%	9.54%	8.84%
Oriente	9.65%	9.81%	10.62%	10.97%	11.36%	11.83%
CQR	5.02%	4.73%	4.18%	3.88%	3.51%	3.17%
Tolima Grande	4.40%	4.42%	4.33%	4.34%	4.31%	4.28%
Sur	3.01%	2.98%	2.87%	2.82%	2.77%	2.71%
CG Existentes	3.45%	4.40%	4.37%	5.11%	5.38%	5.39%
Perdidas	1.51%	1.99%	1.43%	1.07%	1.15%	1.15%

En términos de potencia eléctrica la estimación de la participación se muestra en la Tabla 2-7

Tabla 2-7: Participación promedio regional respecto a la demanda nacional de potencia eléctrica por regiones UPC. [66]

	2000-2004	2005-2009	2010-2014	2015-2019	2020-2024	2025-2029
Centro	24.42%	25.90%	26.05%	26.12%	26.35%	26.39%
Costa - Caribe	19.35%	18.55%	20.85%	20.65%	20.44%	20.80%
Noroeste	16.24%	15.52%	15.09%	14.15%	13.52%	12.88%
Valle	12.38%	12.14%	11.30%	10.87%	10.31%	9.74%
Oriente	9.44%	9.95%	11.16%	11.38%	11.96%	12.64%
CQR	5.78%	5.47%	4.78%	4.36%	4.00%	3.72%
Tolima Grande	5.10%	4.91%	5.10%	4.76%	4.62%	4.50%
Sur	3.96%	3.98%	3.71%	3.64%	3.41%	3.29%
GC Existentes	2.82%	4.15%	5.20%	4.81%	4.76%	4.51%

En términos de energía y potencia eléctrica la proyección⁵ de la demanda por regiones se muestra en las Tablas 2-8 y 2-9.

Según la UPME se estima el crecimiento promedio de la demanda de energía a nivel regional en 2.63% para el periodo 2015 a 2029 en el escenario medio; siendo el

⁵ Proyección con datos a diciembre de 2015.

crecimiento promedio de cada una las regiones: Centro (3.22%), Costa – Caribe (3.06%), Noroeste (1.75%), Oriente (3.49%), Valle (1.10%), CQR (0.70%), Tolima Grande (2.52%) y Sur (2.54%).

Tabla 2-8: Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario Medio (GWh – año).[66]

	SUR	TOLIMA GRANDE	CQR	VALLE	ORIENTE	NOROESTE	COSTA - CARIBE	CENTRO	REGIONAL	NACIONAL
2015	1807	2807	2620	6905	7002	9010	14609	16041	60801	64156
2016	1864	2852	2600	6911	7152	9134	14473	16670	61656	65771
2017	1912	2929	2612	6987	7388	9299	14914	17243	63284	67637
2018	1953	3000	2624	7044	7642	9452	15366	17799	64879	69368
2019	1993	3072	2639	7103	7898	9603	15843	18343	66493	71101
2020	2037	3149	2656	7175	8163	9763	16365	18898	68206	72954
2021	2078	3222	2671	7234	8431	9915	16866	19450	69868	74731
2022	2124	3303	2691	7314	8714	10081	17430	20025	71681	76688
2023	2174	3394	2712	7415	9026	10265	18067	20646	73698	78881
2024	2219	3474	2727	7480	9334	10428	18624	21263	75548	80835
2025	2271	3568	2750	7577	9670	10616	19295	21922	77669	83110
2026	2330	3673	2774	7693	10039	10824	20053	22640	80027	85652
2027	2394	3789	2800	7825	10455	11052	20896	23433	82644	88468
2028	2453	3896	2819	7924	10873	11260	21679	24239	85144	91096
2029	2518	4014	2845	8039	11324	11489	22549	25099	87877	93974

Tabla 2-9: Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario Medio (MW – año).[66]

	SUR	TOLIMA GRANDE	CQR	VALLE	ORIENTE	NOROESTE	COSTA - CARIBE	CENTRO	REGIONAL	NACIONAL
2015	409	480	475	1096	1108	1430	2204	2560	9513	9819
2016	356	478	436	1102	1133	1434	2027	2618	9539	10055
2017	361	487	438	1113	1164	1448	2073	2679	9716	10274
2018	367	493	440	1124	1198	1462	2114	2738	9892	10465
2019	372	500	444	1137	1235	1477	2160	2796	10067	10660
2020	377	506	446	1144	1273	1491	2208	2850	10241	10870
2021	380	514	449	1153	1312	1510	2253	2918	10439	11059
2022	384	522	451	1162	1350	1529	2308	2982	10640	11281
2023	389	531	453	1173	1390	1544	2364	3039	10824	11525
2024	397	537	456	1185	1433	1557	2412	3091	11005	11737
2025	402	546	461	1196	1479	1578	2472	3162	11239	11989
2026	407	556	465	1209	1530	1598	2543	3237	11486	12268
2027	414	566	468	1224	1588	1619	2617	3318	11756	12560
2028	417	575	467	1236	1642	1634	2678	3387	11973	12843
2029	426	586	472	1250	1702	1657	2755	3474	12270	13150

Para la demanda de potencia máxima, se estima el crecimiento promedio en 1.82% para el periodo 2015 a 2029 en el escenario medio; siendo el crecimiento promedio de cada una las regiones: Centro (2,26%), Costa – Caribe (1,88%), Noroeste (1.18%), Oriente (3.24%), Valle (1.05%), CQR (0.47%), Tolima Grande (1.62%) y Sur (1.74%).

2.2 Plan de expansión UPME 2015-2029

Incluir FNCER dentro de los modelos estadísticos usados para simular las condiciones de expansión del SIN no es sencillo debido al comportamiento variable y estocástico de fuentes de energía como solar, eólica, biomasa y geotérmica. Para lograrlo la UPME se apoyó en entidades estatales, privadas y universitarias, las cuales brindaron información histórica de variables como velocidad del viento, radiación solar y el evolución de cultivos y desperdicio que permitió incorporar a los modelos estadísticos el comportamiento de estas fuentes en el periodo bajo estudio, de esta manera la UPME logro desarrollar varios escenarios de expansión que incorporan FNCER en sus proyecciones.

De forma general para la energía eólica se tuvieron en cuenta datos históricos tomados en situ, e información suministrada de los proyectos inscritos ante la UPME los cuales contienen las series de velocidad del viento a 80m entre otros datos. Para la energía solar fotovoltaica se supuso el crecimiento de los sistemas fotovoltaicos a manera de

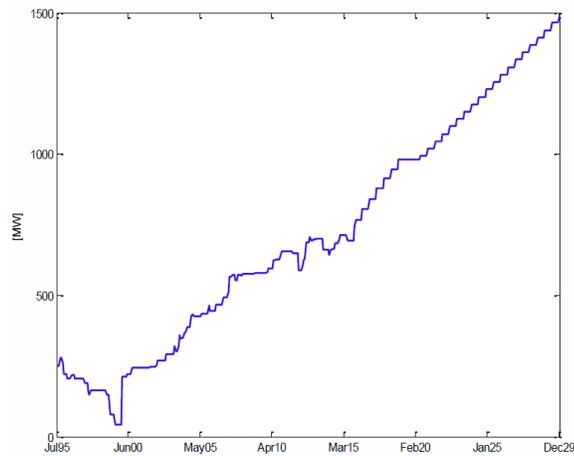
generación distribuida localizada en centros urbanos con alta demanda industrial. Para la biomasa se tuvo en cuenta la energía potencial que se hubiera generado con residuos provenientes de cultivo de caña y de palma africana en el periodo 1994-2015, descontando la autogeneración, y posteriormente se consideró un crecimiento de los cultivos y de los residuos.

Dentro de los supuestos se tuvo en cuenta al SIN como un sistema uninodal, no se tuvo en cuenta las restricciones de la red de manera inicial, ya que estas se incorporaron dentro del análisis conjunto de generación – transmisión. Se tuvo en cuenta la fecha supuesta de entrada de los proyectos de generación con recursos del cargo por confiabilidad y su fecha de entrada en servicio como se muestra en la Tabla 2-10, así como la proyección de crecimiento de las plantas menores figura 2-7.

Se resalta el hecho que a la fecha de publicación del plan de expansión de la UPME 2015-2029, no se proyecta la construcción de plantas de generación FNCER con recursos provenientes del mecanismo del cargo por confiabilidad.

Tabla 2-10: Fecha de entrada proyectos Cargo por Confiabilidad. Escenarios 1, 2, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 y 12. [66]

Central	Fecha de entrada	Capacidad (MW)	Recurso
Quimbo	ago-15	198	Hidráulico
	sep-15	396	Hidráulico
Cucuana	ago-15	55	Hidráulico
Carlos Lleras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42	Hidráulico
Gecelca 3	dic-15	164	Carbón
Tasajero II	dic-15	160	Carbón
Gecelca 3.2	jul-16	250	Carbón
Termonorte	dic-17	88.3	Líquidos
	nov-18	300	Hidráulico
	feb-19	600	Hidráulico
Ituango	may-19	900	Hidráulico
	ago-19	1200	Hidráulico

Figura 2-7: Evolución esperada crecimiento plantas menores. [66]

2.2.1 Escenarios expansión generación con FNCER

La UPME en su plan de expansión 2015-2029, elaboró 8 escenarios de largo plazo, tres basados en FCE y cinco incluyendo FNCER en su análisis, la Tabla 2-11, presenta un resumen con las características principales de cada uno.

Tabla 2-11: Escenarios de largo plazo plan de expansión 2015-2029. [66]

Esc.	Descripción	Esc. demanda	Interconexión con Ecuador / Centro América	Justificación
5	Considera en su base la expansión asociada al mecanismo del Cargo por Confiabilidad según el cronograma de la Tabla 5-9, la segunda etapa de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW hidroeléctricos distribuidos en Antioquia y Tolima, la proyección de nueva capacidad instalada de plantas menores (Gráfica 5-43) y los requerimientos adicionales, térmicos en su gran mayoría, que se incorporarían al SIN después del año 2019, ello para garantizar los criterios de confiabilidad energética.	Alto	Autonomo	Escenario que contempla recursos térmicos en su senda de expansión. Se tienen en cuenta 1815 MW térmicos, de los cuales 1700 MW son a base de carbón y 115 MW están asociados a un proyecto que utiliza el gas natural como recurso principal. Los proyectos están ubicados principalmente en las áreas eléctricas Caribe y Nordeste.
6	Considera en su base la expansión asociada al mecanismo del Cargo por Confiabilidad según el cronograma de la Tabla 5-9, la segunda etapa de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW hidroeléctricos distribuidos en Antioquia y Tolima, la proyección de nueva capacidad instalada de plantas menores (Gráfica 5-43) y los requerimientos adicionales, hidroeléctricos en su gran mayoría, que se incorporarían al SIN después del año 2019, ello para garantizar los criterios de confiabilidad energética.	Alto	Autonomo	Escenario que contempla recursos hidroeléctricos a gran escala en su senda de expansión. Se tienen en cuenta 1830 MW hidroeléctricos, distribuidos en dos proyectos con capacidad de embalsamiento, ubicados en el área Antioquia.
7	Considera en su base la expansión asociada al mecanismo del Cargo por Confiabilidad según el cronograma de la Tabla 5-9, la segunda etapa de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW hidroeléctricos distribuidos en Antioquia y Tolima, la proyección de nueva capacidad instalada de plantas menores (Gráfica 5-43) y los requerimientos adicionales, hidrotérmicos, que se incorporarían al SIN después del año 2019, ello para garantizar los criterios de confiabilidad energética.	Alto	Autonomo	Escenario que contempla una senda hidrotérmica en su formulación. Se tienen en cuenta 1185 MW térmicos a base de carbón y un proyecto hidroeléctrico de 960 MW con capacidad de embalsamiento. Los proyectos están ubicados en las áreas Caribe, Nordeste y Antioquia.
8	Considera en su base la expansión asociada al mecanismo del Cargo por Confiabilidad según el cronograma de la Tabla 2-10, la segunda etapa de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW hidroeléctricos distribuidos en Antioquia y Tolima, la proyección de nueva capacidad instalada de plantas menores (Figura 2-5) y los requerimientos adicionales, hidroeléctricos, térmicos y eólicos, que se incorporarían al SIN después del año 2019, ello para garantizar los criterios de confiabilidad energética.	Alto	Autonomo	Representa un escenario alternativo de expansión, en función de la incorporación de generación eólica en el Norte de la Guajira, específicamente 1624 MW. Se contemplan 515 MW térmicos a base de carbón y 14642.9 MW de capacidad hidroeléctrica.
9	Considera en su base la expansión asociada al mecanismo del Cargo por Confiabilidad según el cronograma de la Tabla 2-10, la segunda etapa de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW hidroeléctricos distribuidos en Antioquia y Tolima, la proyección de nueva capacidad instalada de plantas menores (Figura 2-5) y los requerimientos adicionales, hidroeléctricos y eólicos, que se incorporarían al SIN después del año 2019, ello para garantizar los criterios de confiabilidad energética.	Alto	Autonomo	Representa un escenario alternativo de expansión, en función de la incorporación de generación eólica en el Norte de la Guajira, específicamente 3131 MW. Se contempla la misma capacidad hidroeléctrica del escenario 8, pero ya no serían necesarios los 515 MW térmicos a base de carbón.
10	Considera en su base la expansión asociada al mecanismo del Cargo por Confiabilidad según el cronograma de la Tabla 2-10, la segunda etapa de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW hidroeléctricos distribuidos en Antioquia y Tolima, la proyección de nueva capacidad instalada de plantas menores (Figura 2-5) y los requerimientos adicionales, térmicos, hidroeléctricos y renovables no convencionales, que se incorporarían al SIN después del año 2019, ello para garantizar los criterios de confiabilidad energética.	Alto	Autonomo	Representa un escenario de expansión con fuentes renovables no convencionales de energía (eólica, geotermia, biomasa y generación solar fotovoltaica distribuida), cuya capacidad total es de 2198.2 MW. Asimismo, se contemplan 132 MW térmicos a base de carbón y la misma capacidad hidroeléctrica del escenario 8.
11	Considera en su base la expansión asociada al mecanismo del Cargo por Confiabilidad según el cronograma de la Tabla 2-10, la segunda etapa de Ituango, 1200 MW, 396.8 MW hidroeléctricos distribuidos en Antioquia y Tolima, la proyección de nueva capacidad instalada de plantas menores (Figura 2-5) y los requerimientos adicionales, térmicos, hidroeléctricos y renovables no convencionales, que se incorporarían al SIN después del año 2019, ello para garantizar los criterios de confiabilidad energética.	Alto	Autonomo	Representa un escenario de expansión con fuentes renovables no convencionales de energía (eólica, geotermia, biomasa y generación solar fotovoltaica distribuida), cuya capacidad total es de 3705.2 MW. Asimismo, contempla 383 MW hidroeléctricos menos en relación al escenario 9.
12	Considera en su base la expansión asociada al mecanismo del Cargo por Confiabilidad según el cronograma de la Tabla 2-10, la segunda etapa de Ituango, 1200 MW, 351.8 MW hidroeléctricos distribuidos en Antioquia, la proyección de nueva capacidad instalada de plantas menores (Figura 2-5) y los requerimientos adicionales, térmicos, hidroeléctricos y renovables no convencionales, que se incorporarían al SIN después del año 2019, ello para garantizar los criterios de confiabilidad energética.	Alto	Autonomo	Representa el escenario más diversificado, ya que está constituido por fuentes convencionales, como generación hidroeléctrica a mediana y gran escala, plantas térmicas a base de carbón, plantas menores, al igual que fuentes no convencionales, específicamente biomasa, geotermia, generación eólica y solar fotovoltaica distribuida.

Tabla 2-12: Escenarios de expansión de largo plazo con FCE (MW). [66]

Recurso	Base	Expansión cargo por confiabilidad	Escenario 5		Escenario 6		Escenario 7	
			Expansión adicional	Total	Expansión adicional	Total	Expansión adicional	Total
Hidráulica	10315	1771.1	1596.8	13682.9	3426.8	15512.9	2556.8	14642.9
Gas	3809.2	0	115	3924.2	0	3809.2	0	3809.2
Carbón	717	574	1700	2991	0	1291	1185	2476
Menores	707.6	0	796.6	1504.2	796.6	1504.2	796	1503.6
Cogeneración	77.2	0	0	77.2	0	77.2	0	77.2
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	88.3	0	88.3	0	88.3	0	88.3
Total	15626.0	2433.4	4208.4	22267.8	4223.4	22282.8	4537.8	22597.2

Tabla 2-13: Escenarios de expansión de largo plazo con FNCER (MW). [66]

Recurso	Base	Expansión cargo por confiabilidad	Escenario 8		Escenario 9		Escenario 10		Escenario 11		Escenario 12	
			Expansión adicional	Total								
Hidráulica	10315	1771.1	2556.8	14642.9	2556.8	14642.9	2556.8	14642.9	2173.8	14259.9	1551.8	13637.9
Gas	3809.2	0	0	3809.2	0	3809.2	0	3809.2	0	3809.2	0	3809.2
Carbón	717	574	515	1806	0	1291	132	1423	0	1291	1020	2311
Menores	707.6	0	796.6	1504.2	796.6	1504.2	796.6	1504.2	796.6	1504.2	796.6	1504.2
Cogeneración	77.2	0	0	77.2	0	77.2	285	362.2	285	362.2	285	362.2
Eólica	0	0	1624	1624	3131	3131	1624	1624	3131	3131	1174	1174
Solar	0	0	0	0	0	0	239.2	239.2	239.2	239.2	239.2	239.2
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50
Otros	0	88.3	0	88.3	0	88.3	0	88.3	0	88.3	0	88.3
Total	15626.0	2433.4	5492.4	23551.8	6484.4	24543.8	5683.6	23743.0	6675.6	24735.0	5116.6	23176.0

Tabla 2-14: Participación por tecnología escenarios de expansión de largo plazo. [66]

Recurso	Participación tecnológica Escenario 5	Participación tecnológica Escenario 6	Participación tecnológica Escenario 7	Participación tecnológica Escenario 8	Participación tecnológica Escenario 9	Participación tecnológica Escenario 10	Participación tecnológica Escenario 11	Participación tecnológica Escenario 12
Hidráulica	61.45%	69.62%	64.80%	62.17%	59.66%	61.67%	57.65%	58.84%
Gas	17.62%	17.09%	16.86%	16.17%	15.52%	16.04%	15.40%	16.44%
Carbón	13.43%	5.79%	10.96%	7.67%	5.26%	5.99%	5.22%	9.97%
Menores	6.76%	6.75%	6.65%	6.39%	6.13%	6.34%	6.08%	6.49%
Cogeneración	0.35%	0.35%	0.34%	0.33%	0.31%	1.53%	1.46%	1.56%
Eólica	0.00%	0.00%	0.00%	6.90%	12.76%	6.84%	12.66%	5.07%
Solar	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.01%	0.97%	1.03%
Geotérmica	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.21%	0.20%	0.22%
Otros	0.40%	0.40%	0.39%	0.37%	0.36%	0.37%	0.36%	0.38%
Total	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

Los planes de expansión que realiza la UPME, tienen como objetivo identificar y planear escenarios de expansión que sirvan como señales a los inversionistas para que

expandan el sistema en los lugares más convenientes y con tecnologías que ayuden a diversificar la matriz de generación. Históricamente se ha detectado una expansión del sistema a través de las señales que da el mecanismo del cargo por confiabilidad, al final son los inversionistas privados quienes deciden sobre la tecnología y ubicación geográfica del proyecto futuro, esto ha llevado a que se instalen plantas con tecnologías dependientes del clima y en sitios con limitaciones para el desarrollo de la infraestructura ya sea por problemas ambientales, sociales o de predios y servidumbres. Bajo este escenario la UPME ha detectado mediante simulaciones energéticas que existen plantas con Obligaciones de Energía Firme que no estarán en operación la mayor parte del tiempo y que debido a su localización generarían restricciones operativas.

Para tratar de solucionar esto la CREG tiene bajo estudio, documento 077, un mecanismo que le permitiría a la UPME contemplar dentro del planeamiento de la transmisión alternativas de potencia localizada, soluciones que serían publicadas junto con las convocatorias públicas que se hacen normalmente para el sistema de transmisión. La metodología para el análisis es la siguiente:

- Se analiza para cada área del sistema las restricciones existentes.
- Se plantean dos tipos de soluciones para resolver las dificultades identificadas, expansión de red convencional o potencia localizada (vía plantas de generación o elementos almacenadores de energía).
- Se simula la subasta de potencia bajo las condiciones esbozadas por la CREG y se determina para las alternativas no convencionales, la relación Beneficio/Costo (enfoque agentes).
- Teniendo en cuenta los incentivos propuestos por el regulador para las soluciones de potencia localizada, se simula una subasta del Cargo por Confiabilidad, contemplando los posibles ganadores de la subasta de potencia.
- Se calcula la relación Beneficio/Costo de cada alternativa desde la perspectiva de la demanda nacional.

De los escenarios planteados por UPME, se puede observar que a la fecha no se tienen proyectos con FNCER provenientes del cargo por confiabilidad, esto es evidencia que las condiciones dadas hasta el momento para la expansión del sistema no son suficientes

para atraer inversionistas que apuesten por este tipo de tecnologías, se espera que con los incentivos propuestos por la ley 1715, cambie este panorama, por ello es muy importante la regulación que promulgue la CREG respecto a la integración de este tipo proyectos al sistema eléctrico colombiano.

De los escenarios con FCE, se puede observar que solo el escenario 5 contempla la incorporación al SIN de 115 MW generados a partir de gas natural, los otros escenarios plantean una expansión a partir de recursos hídricos y de plantas térmicas a carbón. Esto se debe a que las reservas de gas con que cuenta el país se están agotando y se prevé que para el 2017 estemos importado este recurso, para ello ya se está construyendo una planta de regasificación de 400 millones de pies cúbicos, en el municipio de Pasacaballos en el departamento de Bolívar. De darse la expansión de la generación eléctrica bajo estos escenarios, las consecuencias directas serían el aumento de las emisiones de CO₂ a la atmósfera, se continuaría con una matriz energética expuesta a los fenómenos climáticos y a los mercados internacionales que por ahora muestran un precio de carbón bajo, aunque esto último sumado a la alta disponibilidad de este recurso en el país, hace prever condiciones atractivas para atraer inversionistas que quieran construir plantas de generación a carbón.

De los escenarios que incorporan FNCER, se observa que a medida que se aumenta el porcentaje de participación de estas tecnologías se requiere menos participación de la generación térmica ya sea de gas o de carbón, esto se debe a que estas tecnologías se pueden considerar maduras y pueden operar brindando las condiciones de seguridad y confiabilidad requeridas por el SIN. Gracias a los proyectos de generación eólica que están bajo estudio se ha observado que existe una relación de complementariedad entre la generación hidroeléctrica y la eólica, es decir cuando el país enfrenta periodos de sequía, aumenta el régimen de viento lo cual la hace una tecnología atractiva si queremos diversificar la matriz de generación en Colombia. Es de destacar que para lograr la misma confiabilidad que se tendría con plantas de generación de gas o carbón, tendríamos que aumentar de dos a tres veces la potencia instalada eólica, es decir para remplazar 1 MW térmico, se requieren de 2 a 3 MW eólicos; esto se debe a la variabilidad que presenta este recurso.

Independientemente de con que tecnología se expanda el sistema eléctrico colombiano según proyecciones de la UPME se estima que se requieren entre 4208.3 y 6675.5 MW adicionales al mecanismo del cargo por confiabilidad para satisfacer la demanda durante el periodo analizado.

2.2.2 Plan expansión transmisión

En lo relacionado al plan de expansión en transmisión la UPME tuvo en cuenta los proyectos que han solicitado estudio de conexión al STN particularmente analizó el caso específico de la incorporación de generación de energía eólica en la Guajira, lo anterior obligaría a realizar ajustes y a la construcción de nuevos tramos de líneas en el STN. La Tabla 2-15, presenta los proyectos eólicos que en el 2015 solicitaron estudio de conexión y anexaron la información mínima necesaria para los estudios.

Tabla 2-15: Proyectos que solicitaron estudio de conexión en la UPME, 2015. [66]

Promotor	Conjunto	Capacidad (MW)	Ubicación
ENEL	1	1350	Área de la Guajira
Empresas Públicas de Medellín	2	800	Área de la Guajira
JEMEIWAA KA'I	3	549	Área de la Guajira
ISAGEN	4	376	Área de la Guajira
ISAGEN	5	32	Área de la Guajira

Figura 2-8: Localización proyectos eólicos en estudio de conexión. [66]



Para integrar esta generación al STN, la UPME propone construir dos estaciones colectoras en 500kV conectadas al SIN de la siguiente manera:

- Alternativa i) Interconexión de Colectora 1, mediante un doble circuito en 500 kV a Cuestecitas 500 kV; interconexión de Colectora 2, mediante un doble circuito a Copey 500 kV, y una interconexión en 500 kV entre Colectora 1 y Colectora 2 mediante un circuito en 500 kV. 651,5 km, distancia aproximada en línea recta entre subestaciones del Proyecto.
- Alternativa ii) Interconexión de Colectora 1 y Colectora 2 mediante un doble circuito en 500 kV e interconexión entre Colectora 2 y Chinú mediante una red HVDC bipolo. 354 km, distancia aproximada en línea recta entre subestaciones del Proyecto.
- Alternativa iii) Interconexión de Colectora 1, mediante un doble circuito en 500 kV a Cuestecitas 500 kV; interconexión de Colectora 2, mediante un una red bipolo en 550 kV a Chinú. 482,1 km, distancia aproximada en línea recta entre subestaciones del Proyecto.

Estos desarrollos se pueden dar mediante la ejecución de un solo proyecto o en desarrollo por etapas de acuerdo con la fecha de entrada de los diferentes bloques de generación.

El código de redes todavía no tiene requisitos para la conexión de parques eólicos al SIN, sin embargo se debe tener en cuenta que los equipos para conectar la generación eólica dependerán del tipo y la tecnología que use el generador a acoplar, si es en AC es posible que se requieran reactores en línea para ayudar a controlar el perfil de tensión, si la conexión es en HVDC tipo LCC, se podrían requerir condensadores sincrónicos para ayudar a manejar los requerimientos de corto debido a que el aporte de los generadores eólicos es bajo, si la conexión se hace con HVDC VSC, no se requiere manejar corto y se obtiene mejor control sobre la respuesta transitoria del sistema y la potencia activa. Los análisis eléctricos realizados por la UPME para las tres alternativas, cumplen con los parámetros de regulación de tensión y frecuencia, es de destacar que estos equipos no tienen inercia lo cual implicará que ante contingencias es necesario apoyar la operación en otras unidades del sistema.

Es primordial poder determinar realmente cuales de los proyectos de generación eólica presentados por los promotores podrían realmente materializarse y cuál sería su fecha de entrada en operación, se observa que las tres estrategias propuestas por la UPME implican la construcción de dos subestaciones colectoras de 500 kV y entre 354 y 651 km de líneas nuevas en AC y en HVDC, lo cual representa una fuerte inversión económica; por tanto es importante definir la estrategia en el tiempo para la ejecución de esta infraestructura, si se hace por medio de convocatoria pública el modelo debe garantizar el retorno de la inversión para los inversionistas; la localización de esta nueva infraestructura es clave para la rentabilidad de los proyectos de generación ya que de acuerdo con la regulación vigente, el acceso a la red es público pero los costos de la infraestructura necesaria para conectar las nuevas plantas de generación al SIN deben incluirse dentro de los costos de inversión del proyecto, por tanto podrían afectar su viabilidad económica.

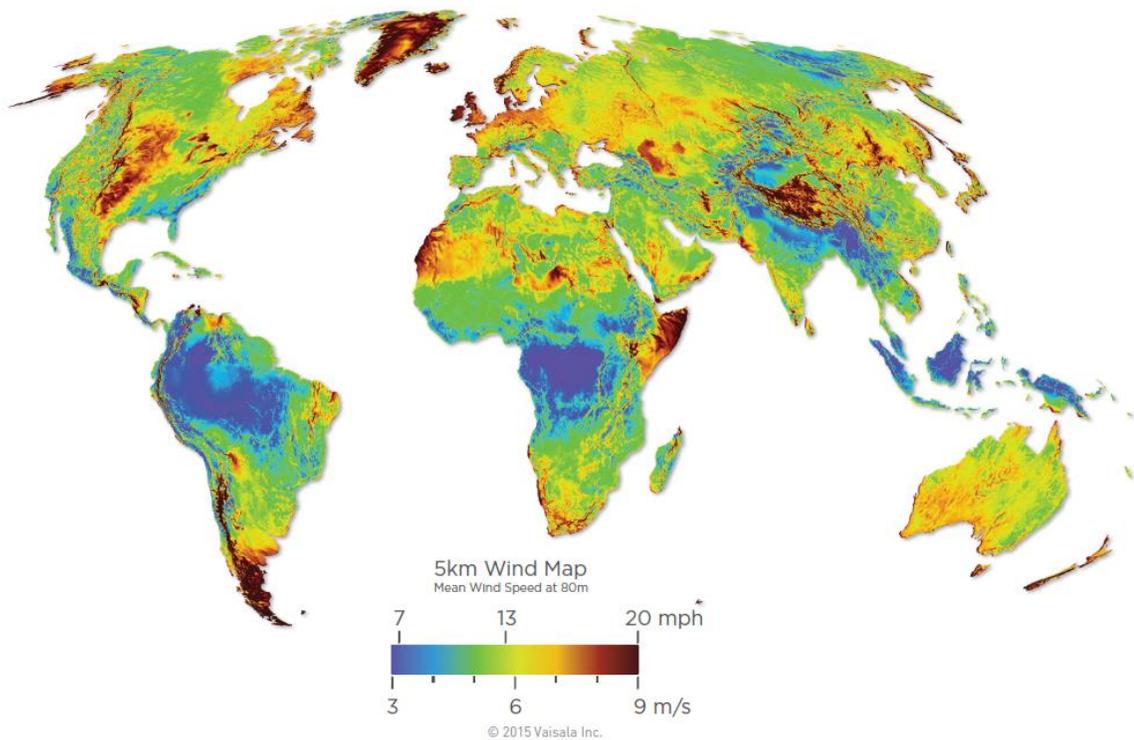
2.3 Potenciales FNCER Colombia

2.3.1 Potencial energía eólica

Debido a nuestra ubicación geográfica y a las características de nuestra topografía, en general el territorio de Colombia no cuenta con un buen régimen de vientos comparado con otras latitudes a nivel mundial, ver Figura 2-7; sin embargo regiones como la Guajira, la Costa Caribe, los Santanderes y Huila se destacan por tener altas velocidades de vientos, lo que permite que sean atractivas para el desarrollo de proyectos eólicos, siendo la Guajira un caso particular ya que su régimen de vientos es de los más importantes de Suramérica.

Caracterizar al país en cuanto a su potencial eólico es de vital importancia para el desarrollo de este tipo de tecnología. Debido a esto en años recientes se han llevado a cabo varios estudios, particularmente el IDEAM y la UPME han desarrollado el Atlas de viento de Colombia⁶, en él se muestra la información necesaria para realizar las primeras aproximaciones para localizar proyectos de generación eólica.

⁶ <http://atlas.ideam.gov.co/presentacion>

Figura 2-9: Mapa mundial velocidad promedio viento a 80m⁷.

La Figura 2-10, muestra el mapa de velocidad del viento de Colombia, se puede observar que las regiones con mayores promedios de velocidad de viento son la Guajira, la costa caribe para proyectos onshore, el Mar Caribe para proyectos offshore, y algunas regiones localizadas entre la cadena montañosa de los andes.

De acuerdo estudios realizados por Huertas y Pinilla (2007) [51], las anteriores regiones poseen potenciales de generación que podrían superar los 29500 MW, ver Tabla 2-16, lo cual representa 1.8 veces la capacidad de generación instalada conectada a la SIN actualmente (16342 MW).

A nivel nacional la generación eólica presenta un desarrollo incipiente, a la fecha solo se cuenta con una planta de generación propiedad de EPM, Jepirachi, con una capacidad nominal de 19.5 MW, localizada en el departamento de la Guajira, la cual entró en plena operación comercial en el 2004.

⁷ VISALA, 3TIER, 2015

Figura 2-10: Mapa velocidad promedio viento (m/s) a 80m, Colombia⁸.

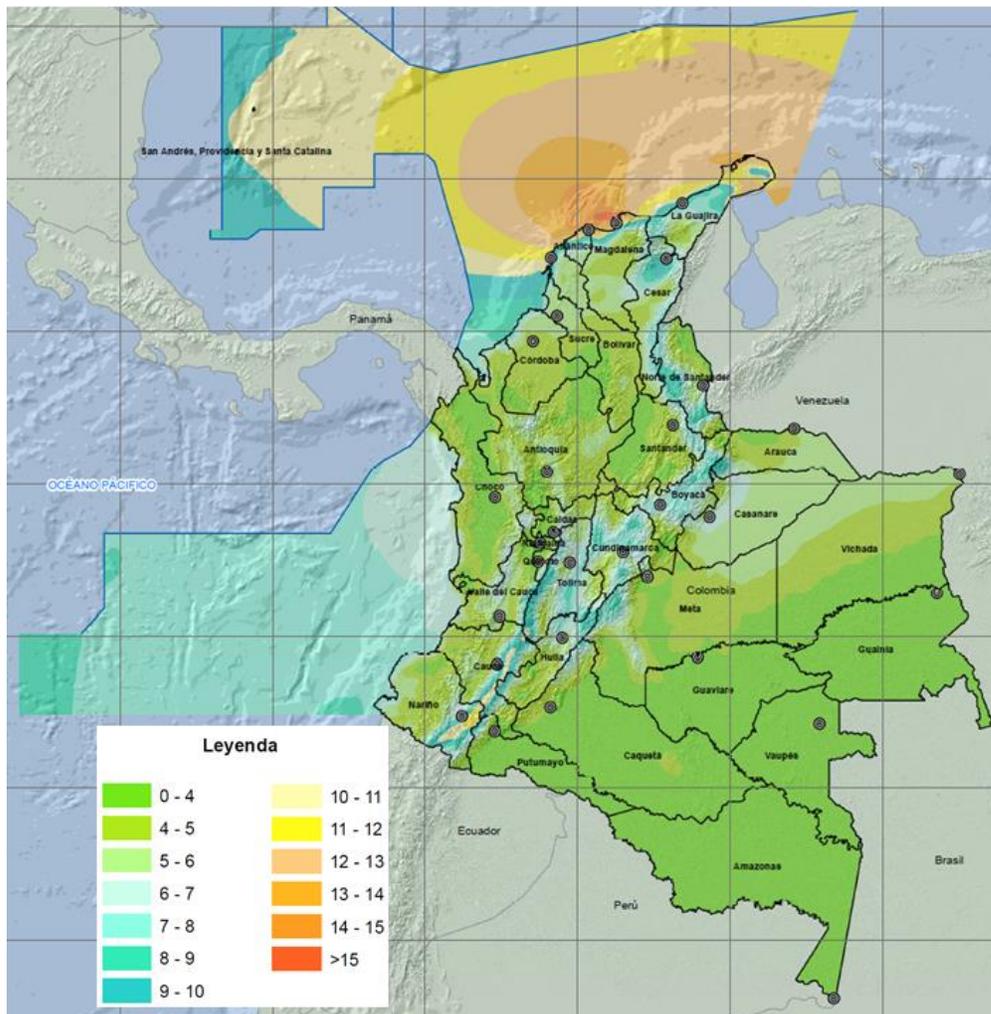


Tabla 2-16: Potencial eólico en diferentes regiones del país. [51]

Área	Potencial eólico (MW capacidad instalable)
Costa Norte	20000
Santanderes	5000
Boyacá	1000
Risaralda - Tolima	1000
Huila	2000
Valle del Cauca	500

⁸ Atlas de viento de Colombia, 2016

Si bien al parecer se cuenta con un gran potencial para el desarrollo de proyectos eólicos debemos tener en cuenta que esta capacidad teórica no representa el total de potencia entregada de contar con las facilidades necesarias para su generación, debido a las variaciones en la velocidad del viento la capacidad de generación se ve afectada por el factor de planta, el cual representa el valor promedio anual generado respecto a la potencia nominal del parque de generación, este factor puede ubicarse entre el 20% y el 50%, también debe ser tenida en cuenta el área requerida para desarrollar estos proyectos, así como las facilidades de conexión requeridas para llevar esta energía a los centros de consumo.

A manera de cálculo preliminar [58], se puede decir que la potencia típica que se puede obtener por m² de un generador eólico es:

$$P = \frac{1}{2} \rho \vartheta^3 (W/m^2) \quad (2.1)$$

Donde :

$$\rho = \text{Densidad del aire} \approx 1.3 \text{ kg/m}^3$$

$$\vartheta = \text{Velocidad del aire m/s}$$

La potencia que se puede obtener de una sola unidad de generación es:

$$\text{Eficiencia} \times \text{potencia por unidad de área} \times \text{área circular generador eólico}$$

Debido a que la eficiencia típica para un generador es de alrededor del 50% la ecuación quedaría así:

$$P = 0.5 \times \frac{1}{2} \rho \vartheta^3 \times \frac{\pi}{4} (d)^2 \quad (2.2)$$

Donde d = diámetro aspas generador eólico.

Si se toman las características técnicas de los generadores del parque Jeparachi, Tabla 2-17, se tiene:

Tabla 2-17: Características técnicas Jeparachi. [49]

Características técnicas		Vientos y energía	
Potencia Nominal Total	19.5 MW	Velocidad promedio	10.01 m/s
Aerogeneradores	15 Nordex de 1.3 MW	Energía media anual	72 GWh/año
Diámetro de aspas	60 m	Factor de Capacidad estimado	42%
Altura de torre	60 m		
Línea de conexión	700 m		

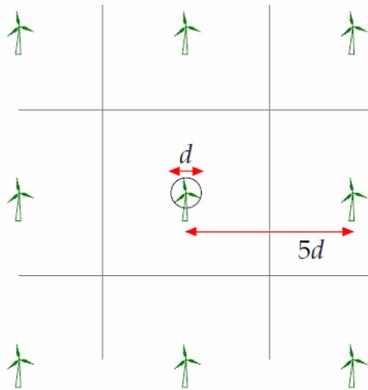
$$P/\text{Unidad \acute{a}rea} = \frac{1}{2}\rho v^3 = \frac{1}{2} \times 1.3 \times 10.01^3 = 651.9 \text{ (W/m}^2\text{)} \quad (2.3)$$

$$P_{\text{El\u00e9ctrica por cada aerogenerador}} = 0.5 \times 651.9 \times \frac{\pi}{4} (60)^2 = 921.6 \text{ kW} \quad (2.4)$$

Esta ser\u00eda la potencia pico por cada aerogenerador, estos equipos est\u00e1n dise\u00f1ados para entregar su potencia nominal dentro de un rango de velocidad de viento, si la velocidad es mayor o inferior a este rango, la potencia generada disminuye. Se puede observar que los aerogeneradores de Jepirachi tienen una potencia nominal de 1.3 MW.

Para determinar cuanta potencia podemos obtener del viento a trav\u00e9s de un parque de generaci\u00f3n completo, se debe determinar el n\u00famero de aerogeneradores, el di\u00e1metro de sus aspas, la altura de la torre, y la distancia entre cada uno. Los aerogeneradores no pueden instalarse muy cerca entre ellos, expertos recomiendan una distancia de 5 veces el di\u00e1metro de sus aspas para no perder capacidad de generaci\u00f3n.

Figura 2-11: Separaci\u00f3n recomendada entre aerogeneradores. [58]



Con esta separaci\u00f3n la potencia que el parque aerogenerador puede entregar por unidad de \u00e1rea ser\u00eda [58]:

$$P/\text{Parque e\u00f3lico por unidad de \u00e1rea} = \frac{\frac{1}{2}\rho v^3 \frac{\pi}{8} d^2}{(5d)^2} \quad (2.5)$$

$$P/\text{Parque e\u00f3lico por unidad de \u00e1rea} = \frac{\pi}{200} \times \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (2.6)$$

$$P/\text{Parque eólico por unidad de área} = 0.016 \times 651.9 = 10.4 \left(W/m^2 \right) \quad (2.7)$$

Esta sería la potencia pico por metro cuadrado del parque Jepirachi, aplicando el factor de planta estimado se tendría:

$$P/\text{Parque eólico por unidad de área} = 10.4 \times 0.42 = 4.38 \left(W/m^2 \right)$$

De acuerdo con información de EPM [49], se sabe que el factor de planta histórico ha sido de 36%, aplicando se tendría:

$$P/\text{Parque eólico por unidad de área} = 10.4 \times 0.36 = 3.75 \left(W/m^2 \right)$$

Se puede observar que el factor de planta histórico no supera el 40% para el caso de la operación del parque Jepirachi y como este afecta de manera importante la cantidad de energía generada; también que la potencia de un parque de generación eólico no depende en mayor medida del diámetro de las aspas del aerogenerador, los diámetros se cancelan en la ecuación 2.5, debido a que diámetros mayores implican una separación mayor entre aerogeneradores; torres más altas y mayores diámetros de aspas son deseables si se desea extraer energía de velocidades mayores de viento las cuales se ha detectado se encuentran mayor altura. El factor determinante es la velocidad del viento, si calculamos de nuevo con una velocidad de 6m/s, que es la velocidad que tendríamos en algunas regiones al interior del país se tendría:

$$P/\text{Generador unidad área} = \frac{1}{2} \rho v^3 = \frac{1}{2} \times 1.3 \times 6^3 = 140.4 \left(W/m^2 \right)$$

$$P \text{ pico} / \text{Parque eólico por unidad de área} = 0.016 \times 140.4 = 2.2 \left(W/m^2 \right)$$

Aplicado el factor de planta tendríamos:

$$P/\text{Parque eólico por unidad de área} = 2.2 \times 0.36 = 0.8 \left(W/m^2 \right)$$

De acuerdo con estos cálculos para poder obtener 20GW de potencia en capacidad instalada con vientos promedio de 10.01 m/s, se necesitaría un área de 1923 km² aproximadamente, el departamento de la guajira tiene 20848 km², es decir se requeriría parques eólicos que sumados ocupen un 9.2% del área total de este departamento. Adicionalmente se debe tener en cuenta el factor de planta que para la Guajira esta por

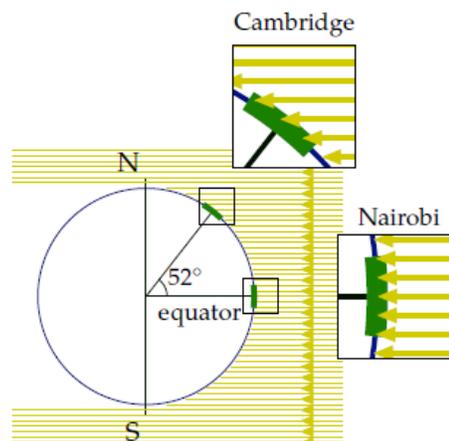
el orden del 36%, un valor alto comparado con otras latitudes, por ejemplo en el Reino Unido un buen factor de planta es del orden del 30%, en Holanda el valor típico es del 22% y en Alemania del 19% [58].

Se puede afirmar que Colombia tiene un potencial atractivo para desarrollar proyectos de generación eólicos, sin embargo se debe tener en cuenta, elementos adicionales importantes como el área requerida para el desarrollo de los parques, la infraestructura necesaria para poder transmitir esta potencia a los centros de consumo, los problemas de contaminación de paisaje y la afectación a la fauna y flora así como la afectación a las comunidades locales que habitan esas regiones, elementos que en conjunto pueden llegar a hacer inviable un proyecto.

2.3.2 Potencial energía solar fotovoltaica

Se estima que la potencia que recibe la tierra desde el sol al medio día, en un día despejado es de 1000 W/m^2 de área orientada directamente hacia el sol, no de área superficial en tierra. Para obtener energía en la tierra a partir de la radiación solar, se deben hacer varias correcciones. Se requiere una compensación debido a la inclinación entre los rayos del sol y la ubicación geográfica en tierra, por ejemplo, la radiación solar para la ciudad de Cambridge en Inglaterra, se ve afectada hasta en un 60% del valor de radiación solar respecto a cualquier locación en el ecuador, como se muestra en la figura 2-12.

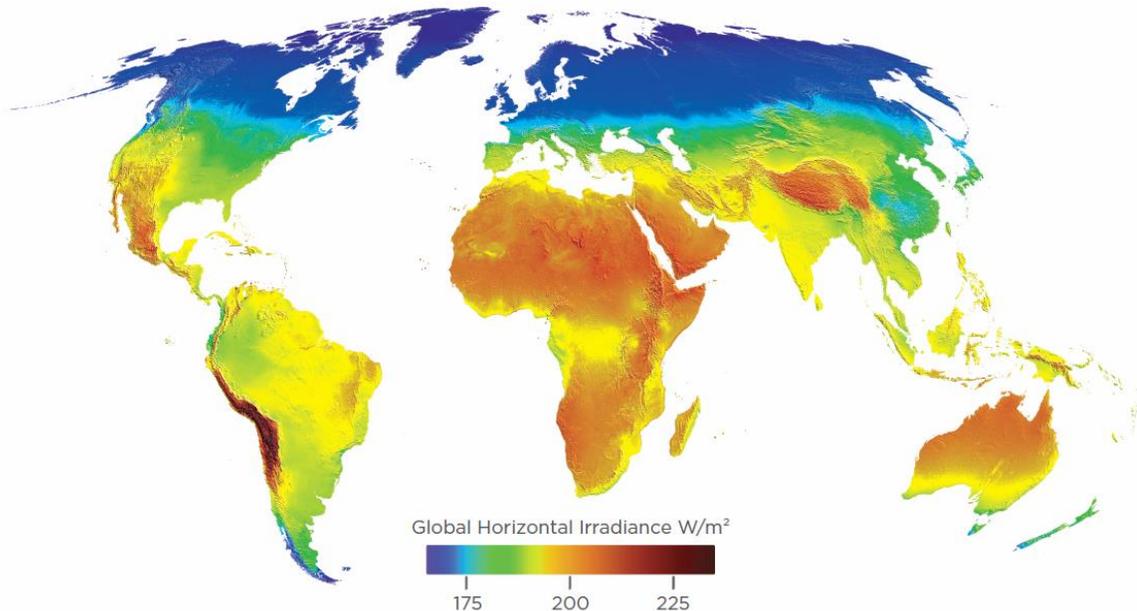
Figura 2-12: Efecto de la ubicación geográfica en la radiación recibida desde el sol. [58]



También se debe tener en cuenta que la radiación solar varía en función de la hora, siendo su valor máximo al medio día. Otro factor es el clima, ya que días nublados disminuyen la radiación solar recibida en tierra y todo esto combinado junto con el efecto de las estaciones climáticas disminuyen la cantidad de energía que se podría obtener del sol.

Teniendo en cuenta lo anterior, Colombia debido a su localización geográfica sobre el ecuador dispone de un alto potencial para el desarrollo de proyectos de energía solar, se estiman valores de irradiación promedio de 4,5 kWh/m²/d (UPME, IDEAM, 2005), valor superior al promedio mundial 3,9 kWh/m²/d (ArticSun, SF). A nivel global las regiones con menor irradiación son las localizadas hacia el polo norte, mientras que las cercanas al ecuador y hacia el polo sur tienen un mayor índice; se destacan regiones como África, Australia y la cadena montañosa de los Andes en Sur América, particularmente el desierto de Atacama en Chile, y hacia el norte los estados de Arizona y Nuevo México en Estados Unidos ver Figura 2-12.

Figura 2-13: Mapa mundial irradiación solar⁹.



⁹ VISALA, 3TIER, 2015

Caracterizar al país en cuanto a su potencial de energía solar es importante para el desarrollo de este tipo de tecnología. Debido a esto en años recientes se han llevado a cabo varios estudios, particularmente el IDEAM y la UPME han desarrollado el Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono De Colombia¹⁰, el cual muestra información relacionada con irradiación solar , brillo solar y días sin brillo solar, la cual permite realizar las primeras aproximaciones respecto a nuevos proyectos de generación fotovoltaica.

La Figura 2-14 muestra que la mayor parte del territorio nacional goza de buenos índices de irradiación solar, se destaca de nuevo la región caribe particularmente la Guajira con valores por encima del promedio nacional. La tabla 2-18 muestra los valores promedio para diferentes regiones del país. El pacífico es la región con menor índice de irradiación sin decir con esto que su nivel no sea apto para el desarrollo de proyectos de generación. Esto debido a que por sus condiciones climáticas es una de las regiones con mayor número de días al mes sin brillo solar, Figura 2-15.

Tabla 2-18: Valores de irradiación promedio para diferentes regiones del país.[65]

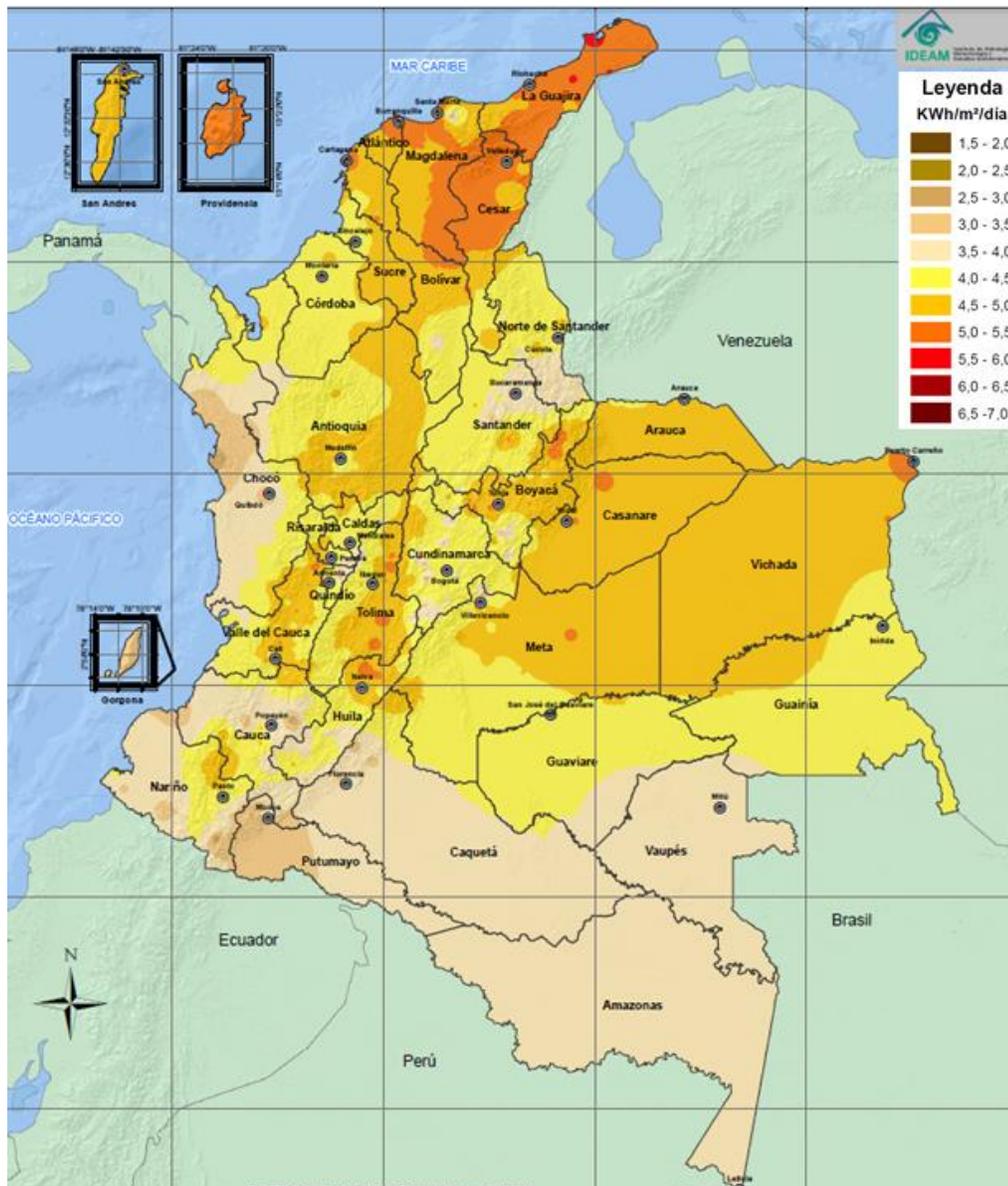
Región	Promedio irradiación (kWh/m ² /día)
Guajira	6.0
Costa Atlántica	5.0
Orinoquía	4.5
Amazonía	4.2
Región Andina	4.5
Costa Pacífica	3.5

Se prevé que este tipo de tecnología se desarrolle mayormente a manera de generación distribuida, en proyectos de generación a pequeña escala, para lograrlo se requiere que sus costos de inversión bajen lo suficiente para que la rentabilidad de los proyectos sea positiva. Se debe tener en cuenta que los paneles solares fotovoltaicos, que se consiguen en el mercado tienen una eficiencia típica de 10%, los de manufactura superior pueden llegar al 20%, lo cual implica que en función de la carga a alimentar el

¹⁰ <http://atlas.ideam.gov.co/presentacion>

área requerida para su instalación se convierte en factor importante a tener en cuenta. Esto puede llegar a ser una barrera si se piensa en que esta masificación se de en las grandes ciudades donde los usuarios instalen estos sistemas en el techo de sus viviendas para tratar de satisfacer su consumo propio, debido a las características arquitectónicas de las ciudades colombianas.

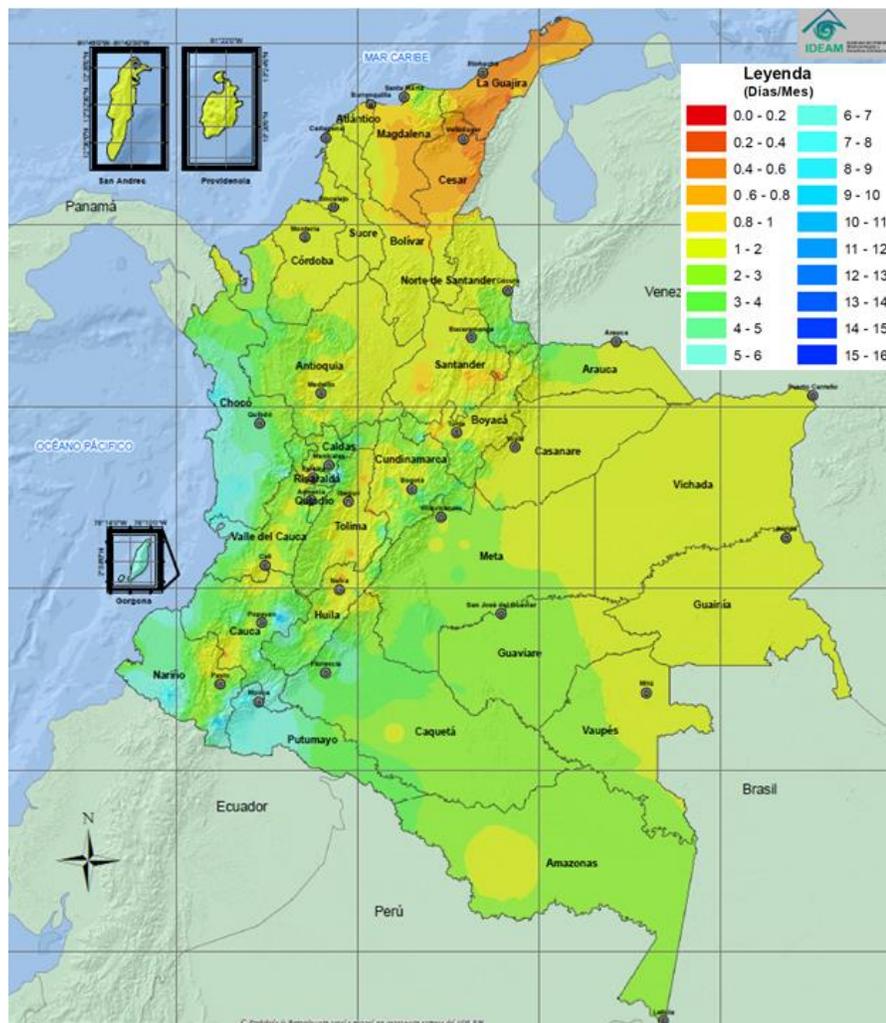
Figura 2-14: Irradiación global horizontal medio diario anual Colombia¹¹.



¹¹ Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono De Colombia, 2016

Ilustrando lo anterior tenemos el caso de “Solar Warriors¹²”, una pareja que instaló un sistema de generación fotovoltaico en su vivienda en California, cerca de Santa Cruz, para satisfacer sus necesidades que incluyen dos autos eléctricos. El sistema se compone de 120 paneles, 300W y 2.2 m² cada uno, para un área total de 268m², y una capacidad nominal de 30.2 kW. Las Figuras 2-16 y 2-17 ilustran el proyecto, vivienda, arreglo de paneles solares, cuarto eléctrico y el comportamiento eléctrico típico de la instalación.

Figura 2-15: Promedio de número de días al mes sin brillo solar anual¹³.



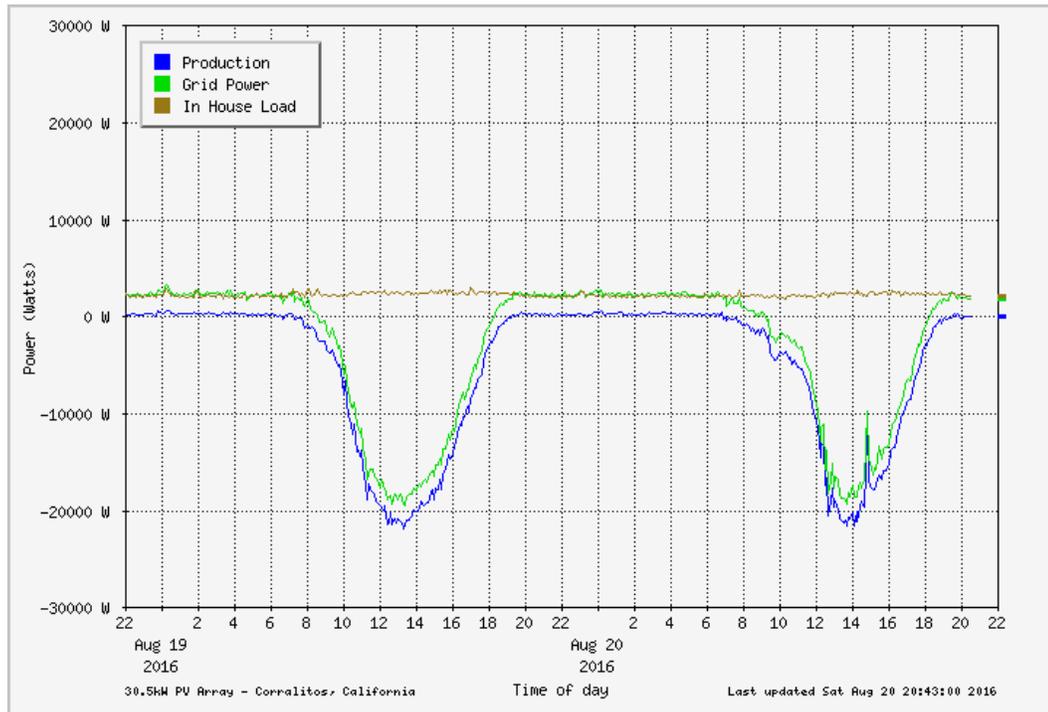
¹² <http://www.solarwarrior.com/>

¹³ Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono De Colombia, 2016

Figura 2-16: Proyecto Solar Warriors 30.2 kW potencia nominal.



Figura 2-17: Proyecto Solar Warriors 30.2 kW potencia nominal comportamiento eléctrico típico.



La línea verde representa la potencia entregada a la red en este caso se utiliza la red como sistema de almacenamiento, entregándole potencia cuando hay luz solar y recibiendo de esta cuando no hay radiación solar, todo a través de un sistema de facturación neta por medio de un contador bidireccional; nótese como la potencia generada es de alrededor de un 30% menos de la capacidad nominal del sistema, y como la curva de generación del día 20 de agosto se ve afectada debido a la nubosidad.

2.3.3 Potencial biomasa

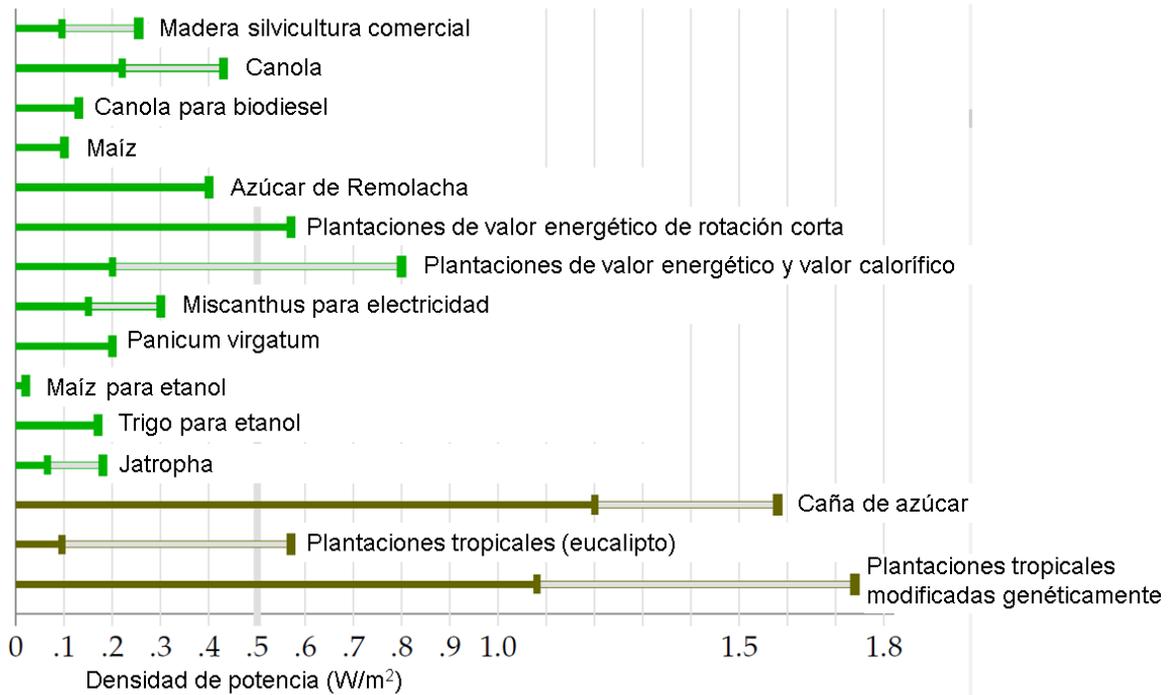
Otra forma de aprovechar la energía proveniente del sol es a través de soluciones bioenergéticas a partir de biomasa. Para ello primero debe crecer algún tipo de materia orgánica y luego se debe hacer algo con ella. Existen cuatro formas principales para extraer energía de la materia orgánica.

- Se puede cultivar y cosechar plantas especialmente seleccionadas, para luego procesarlas en algún tipo de planta industrial y extraer electricidad o calor o ambas cosas. Este proceso se puede llamar sustitución del carbón.
- Se puede cultivar y cosechar plantas especialmente seleccionadas, para luego procesarlas en algún tipo de planta industrial y extraer biocombustibles como etanol o biodiesel, para luego usarlo en motores de combustión. También se puede cultivar bacterias o cianobacterias o algas que producen directamente etanol, butanol, o electricidad. Este proceso se puede llamar sustitución del petróleo.
- Se pueden utilizar subproductos o desechos orgánicos de origen animal o vegetal y quemarlos en algún tipo de planta industrial, para obtener electricidad o calor en un proceso de sustitución de carbón nuevamente, que se diferencia del primero en que la materia orgánica empleada es común y no es previamente seleccionada por tanto, no monopoliza el uso de la tierra y tendrá un rendimiento menor comprado con el proceso a partir de plantas seleccionadas.
- Se pueden cultivar plantas para alimentar directamente a la población humana y a los animales para satisfacer sus requerimientos energéticos.

Es importante estudiar la materia orgánica para determinar cuanta potencia se podría extraer en los diferentes procesos a partir de ella, la Figura 2-18 muestra por ejemplo la densidad de potencia (W/m^2) estimada a partir de diferentes tipos de materia orgánica,

para varias de ellas no se grafica un valor específico sino un rango estimado basado en condiciones del terreno, radiación solar, fertilización, irrigación etc.

Figura 2-18: Potencia estimada a partir de material orgánico (W/m²). [58]



En Colombia la UPME ha tratado de estudiar el potencial de biomasa teniendo en cuenta los cultivos predominantes en el país así como la vocación agrícola de uso del suelo y el desarrollo de cultivos de orden animal. Las tablas 2-19, 2-20, 2-21 y 2-22 muestran los resultados.

Tabla 2-19: Potenciales energéticos de residuos pecuarios.[65]

Residuos pecuarios	Toneladas residuo (2008)	Potencial energético (TJ/año)
Bovino	991,168,608	84,256
Avícola	3,446,348	29,183
Porcino	2,083,111	4,308
Subtotal		117,747

Tabla 2-20: Potenciales energéticos de residuos agrícolas.[65]

Cultivo	Toneladas producto (2012)	Residuo agrícola	Toneladas residuo (2012)	Potencial energético (TJ/año)
Palma	1,137,984	Cuesco	246,714	3,428
		Fibra	712,946	8,845
		Raquis	1,206,490	8,622
Caña Azúcar	2,681,348	RAC	8,741,194	42,761
		Bagazo	7,186,013	78,814
Caña panelera	1,284,771	Bagazo	4,817,888	52,841
		RAC	3,250,469	15,901
Café	1,092,361	Pulpa	2,327,929	8,354
		Cisco	224,262	3,870
		Tallos	3,303,299	44,701
Maíz	1,206,467	Rastrojo	1,126,840	11,080
		Tusa	325,746	3,389
		Capacho	254,564	3,863
Arroz	2,318,025	Tamo	5,447,359	19,476
		Cascarilla	463,605	6,715
Banano	1,834,822	Raquis	1,834,822	788
		Vástago	9,174,108	5,172
		Rechazo	275,223	484
Plátano	3,201,476	Raquis	3,201,476	1,374
		Vástago	16,007,378	9,024
		Rechazo	480,221	844
			Total	330,346

Tabla 2-21: Potenciales energéticos de otros residuos.[65]

Otros residuos	Toneladas residuo (2008)	Potencial energético (TJ/año)
Residuos de poda	44,811	318
Centros acopio y plazas de mercado	120,210	92
Subtotal		410

Tabla 2-22: Potenciales energéticos de fuentes de metano.[65]

Fuentes de metano	Metros cúbicos de metano (2008)	Potencial energético (TJ/año)
Destilerías de etanol	11,246,861	130
Plantas de sacrificio bovino y porcino	5,130,017	59
Plantas de sacrificio avícola	780,543	9
Subtotal		198

Se puede observar que dentro de estos potenciales se destacan la caña de azúcar y panelera junto con los residuos bovinos. Es de vital importancia establecer políticas claras y mecanismos que incentiven la inversión y el desarrollo de este tipo de tecnología, aunque esto representa un desafío complejo ya que involucra varias problemáticas sin solución en el país como, políticas agropecuarias, desarrollo del campo, uso de tierras, uso de recursos como el agua, desarrollo social etc.

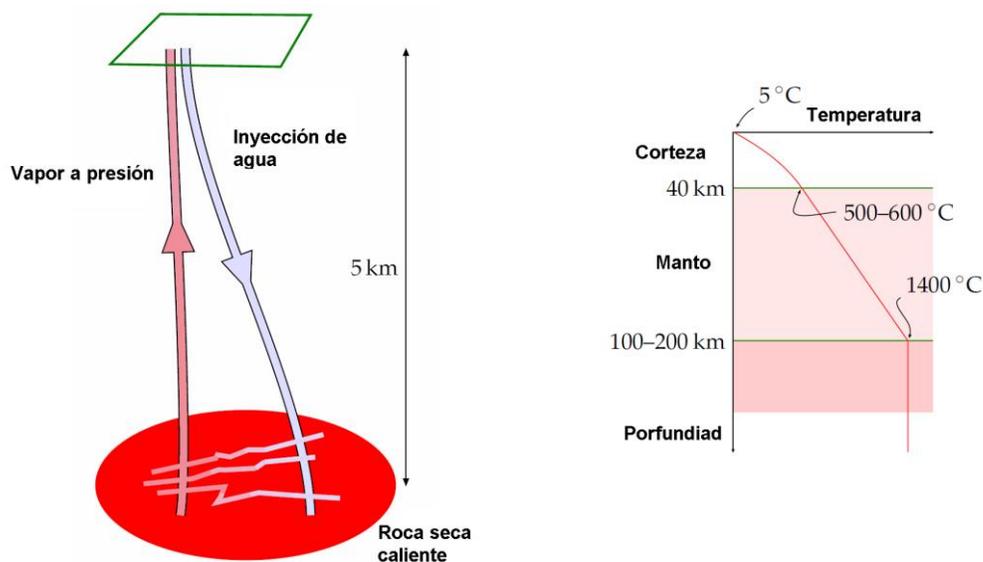
2.3.4 Potencial energía geotérmica

La energía geotérmica consiste en obtener energía eléctrica a partir de la energía calórica que se encuentra en el interior del planeta. Se considera una fuente atractiva de energía renovable debido a que se estima que el calor al interior del núcleo terrestre durará varios millones de años, por tanto es un recurso que está siempre disponible, las plantas de generación pueden entrar o salir de operación según la demanda lo requiera, no depende de las variables climáticas, adicionalmente tiene un bajo impacto ambiental pues no se quema combustible en su proceso por tanto tiene un bajo nivel de emisiones de gases de efecto invernadero.

Existen dos formas de aprovechar el recurso, la primera es mediante el aprovechamiento de la energía calórica por medio de perforaciones desde cualquier parte de la corteza terrestre, la segunda es aprovechado la energía disponible en puntos especiales calientes, siendo esta última la opción más sencilla para el desarrollo de proyectos, debido a que los fluidos en contacto con la roca caliente se pueden hallar a un nivel más superficial haciendo que las perforaciones requeridas sean menos profundas.

El desarrollo de esta tecnología consiste principalmente en perforar un pozo en el manto terrestre hasta una profundidad en donde se encuentre la roca caliente y seca, luego este se presuriza por medio del bombeo de agua, con el objetivo de fracturar la roca, una vez esta presurizado el pozo se procede a perforar un segundo pozo hasta la misma roca, se procede a bombear agua a través de una de las perforaciones y por la otra se recupera vapor a alta temperatura y presión el cual se usa para generar energía eléctrica a través de una turbina.

Figura 2-19: Esquema Pozo geotérmico y perfil temperatura del subsuelo típico. [58]



Estimar el potencial geotérmico de un país es difícil y costoso se requieren estudios de prospección geológica, evaluaciones del terreno, perforaciones etc. En Colombia no se cuenta con estudios avanzados del potencial geotérmico, sin embargo desde los años 70 se han llevado a cabo algunos estudios básicos por parte de Ingeominas ahora Servicio Geológico Colombiano y algunos agentes generadores como por ejemplo¹⁴:

- Estudio de reconocimiento de campos geotérmicos entre Colombia y Ecuador, elaborado por la OLADE entre los años de 1979 y 1982.

¹⁴ Unidad de Planeación Minero Energética –UPME, Taller: Financiación para el desarrollo geotérmico en los Andes Colombia, Bogotá, Colombia, Septiembre 22 de 2015.

- Estudios de pre-factibilidad de desarrollo geotérmico en las áreas del complejo volcánico nevado del Ruíz, desarrollado por la CHEC (1983), Geocónsul(1992) y GESA (1997).
- Mapas de gradiente de temperatura a 3 Km de profundidad, elaborado por INGEOMINAS en los años 2000 y 2008.
- Estudios de investigación de los sistemas geotermales de las áreas de los Volcanes Azufral y Cumbal, desarrollado por INGEOMINAS y la universidad Nacional en los años 1998-1999 y 2008-2009.
- Estudios de investigación de los sistemas geotermales de las áreas de Paipa e Iza (INGEOMINAS 2005, 2008-2009).

Se ha detectado actividad geotérmica¹⁵ como presencia de puntos calientes, fumarolas y aguas termales con evidente potencial de generación en zonas alrededor de Chiles, Cerro Negro, Cumbal, Azufral, Galeras, Doña Juana, Sotará, Puracé, Nevado del Huila, Nevado del Ruiz y Nevado del Tolima. También existen algunas áreas no volcánicas con algún tipo de potencial en la cuenca de los llanos orientales, a lo largo de la cuenca Caguan-Putumayo y el valle del Magdalena, Figura 2-20. Estudios estiman el potencial geotérmico en Colombia entre 1 y 2 GW [65].

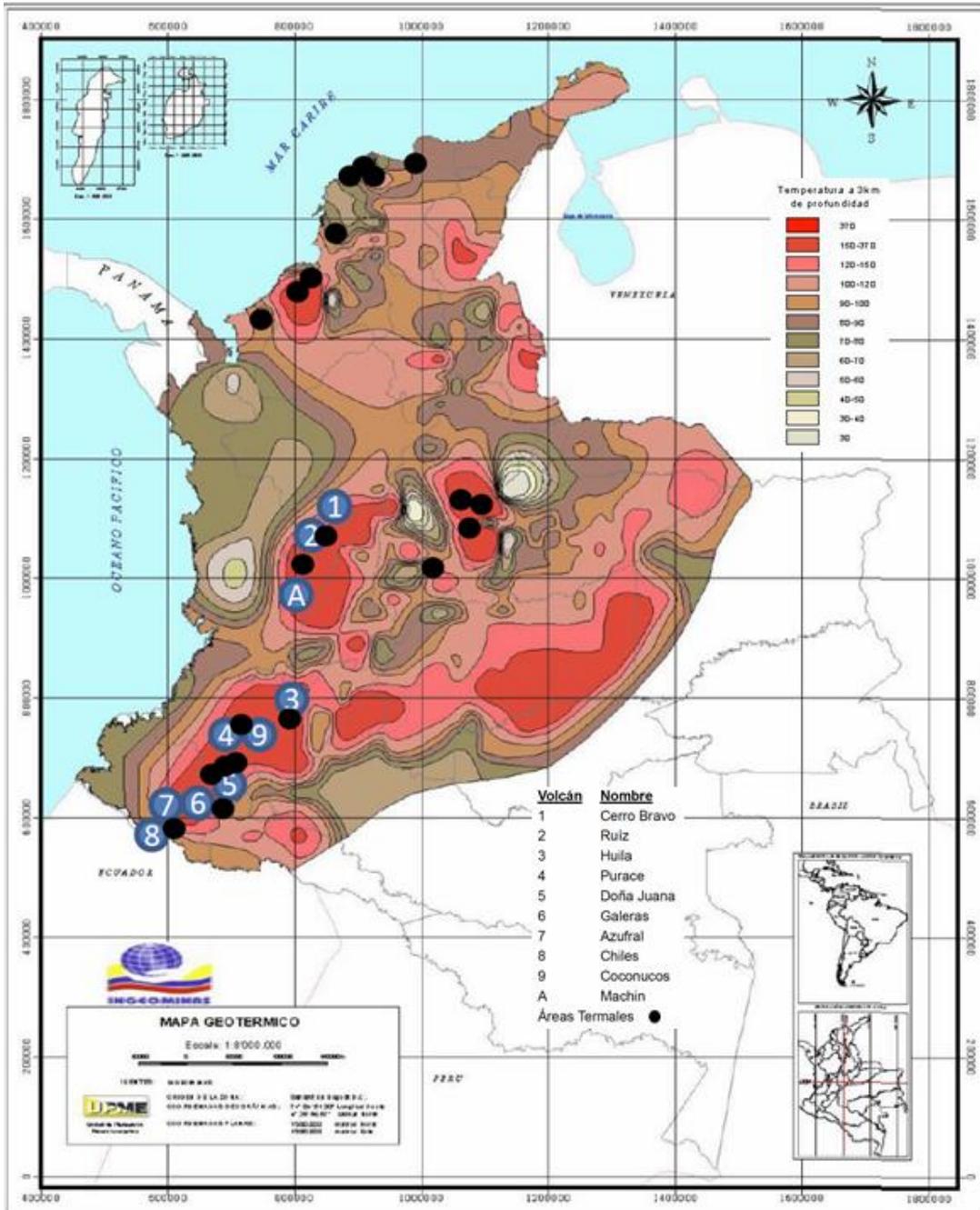
La tabla 2-23 muestra el estado de desarrollo de los proyectos de generación geotérmica en Colombia. Se destaca el proyecto de generación liderado por ISAGEN, localizado en el Nevado del Ruiz de 50 MW, el cual fue incorporado dentro de los escenarios 10, 11 y 12, del plan de expansión de la UPME 2015-2029. Este proyecto ya perforó tres pozos exploratorios para evaluar el recurso de 300m de profundidad, se seccionaron otros cinco pozos exploratorios de 1700m y 2700m, los cuales se perforarán en los próximos dos años, ya se encuentra en desarrollo la ingeniería para la planta de generación.

Se tiene también el proyecto binacional entre Ecuador y Colombia, Tufiño-Chiles-Cerro Negro, este proyecto se encuentra en etapa de prospección del terreno y estudios de

¹⁵ Eliana Mejía, Lorena Rayo, Javier Méndez and Julián Echeverri, Geothermal development in Colombia, ISAGEN S.A. ESP., Medellín, 2014.

factibilidad, se estima una capacidad de generación de 138 MW, es desarrollado conjuntamente entre ISAGEN S.A. y la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP.

Figura 2-20: Mapa geotérmico de Colombia gradiente de temperatura a 3 Km de profundidad, áreas de actividad. [64]



Es importante que se tengan políticas claras en el país que incentiven el desarrollo de esta tecnología, y que permitan a los inversionistas elaborar adecuadamente sus modelos financieros, ya que estos proyectos requieren inversiones de capital importantes; sobresalen las áreas de uso del suelo, recursos naturales, protección al medio ambiente, regalías si dieran a lugar debido a que en Colombia el subsuelo y sus recursos pertenecen al estado, consulta con a las comunidades etc.

Tabla 2-23: Estado proyectos geotérmicos en desarrollo en Colombia.[23]

Proyecto	Capacidad estimada (MW)	Estado actual	Inversión aprox. USD
Macizo Volcánico Nevado del Ruíz – (ISAGEN)	50	Estudios de prefactibilidad finalizados. Estudios de impacto ambiental en proceso de aprobación. Se perforaron tres pozos exploratorios de 300 m. de profundidad.	6 Millones
Proyecto binacional: Chiles–Tufiño–Cerro Negro (ISAGEN-CELEC).	138	En etapa de prefactibilidad	4 Millones
Paipa	N.D.	En etapa de prefactibilidad	N.D.
Volcan Azufral	N.D.	En etapa de prefactibilidad	N.D.
San Diego Mar	N.D.	En etapa de prefactibilidad	N.D.

2.4 Costo beneficio FNCER

Para valorar y comparar entre diferentes alternativas de proyectos de generación es conveniente utilizar la metodología de Costos Nivelados de Generación LCOE (Levelized Cost of Electricity), la cual consiste de manera general en traer a valor presente neto con una tasa de descuento, los costos de inversión, los costos de operación y mantenimiento tanto fijos como variables y los incentivos y externalidades, asociados a un proyecto de generación, durante toda su vida útil y compararlos contra la energía que produciría la instalación en el mismo periodo de tiempo. De esta forma se tienen costos unitarios en \$/MWh, que representan el costo por unidad de electricidad generada.

La UPME [65], realizó un estudio de costo beneficio empleando esta metodología, con el objeto de evaluar económicamente los efectos de los incentivos de la ley 1715 de 2014 sobre la rentabilidad de proyectos típicos FNCER en Colombia del cual presentamos los principales aspectos y conclusiones.

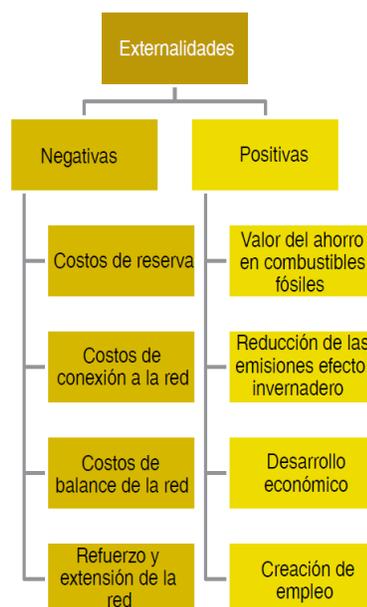
2.4.1 Metodología

Se planteó un modelo general el cual se aplicó a las tecnologías FNCER bajo tres escenarios, el primero es el análisis de los proyectos supuestos bajo las condiciones técnicas y regulatorias existentes con el fin de determinar la rentabilidad típica del proyecto, ese sería el caso base.

El segundo escenario es el análisis de los proyectos bajo los incentivos propuestos en la ley 1715 de 2014 que serían: reducción de la renta en un 50% de la renta líquida del contribuyente durante los 5 primeros años después de ejecutada la inversión, es decir 10% anual; exclusión del IVA para los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la pre-inversión e inversión de las fuentes renovables no convencionales; exención de los derechos arancelarios para la importación de los componentes anteriormente mencionados; depreciación acelerada; y venta de excedentes al mercado de energía.

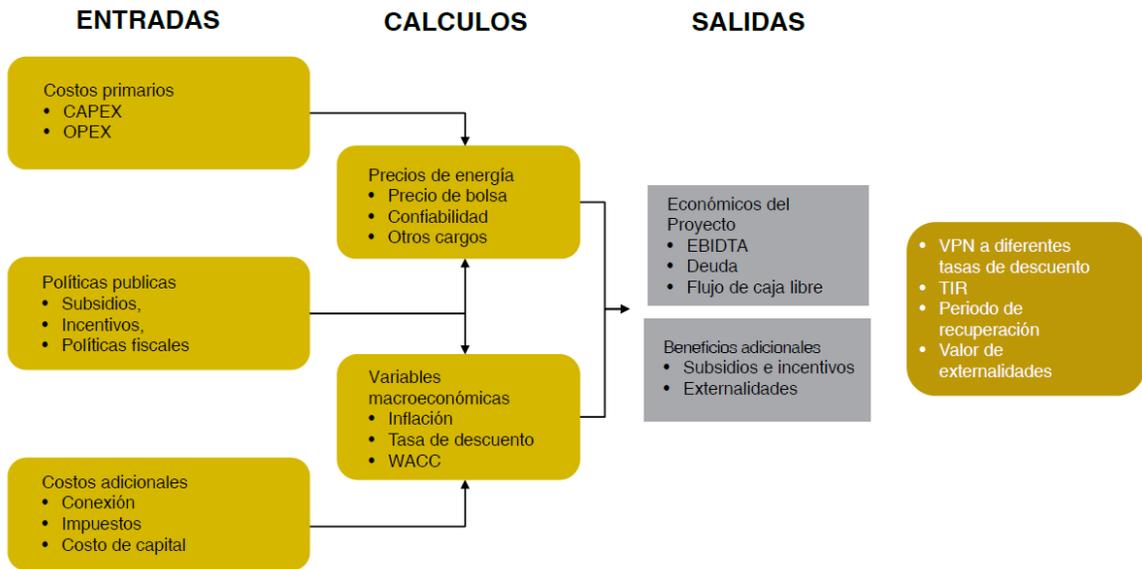
En el tercer escenario se incorporan al análisis elementos que normalmente no se consideran dentro del análisis financiero de proyectos y son las externalidades costos o beneficios asociados a una actividad económica, estas pueden ser positivas o negativas, la Figura 2-21 muestra las que fueron consideradas en el análisis.

Figura 2-21: Externalidades consideradas. [65]



La figura 2-22 muestra el esquema del modelo empleado.

Figura 2-22: Modelo análisis. [65]



2.4.2 Supuestos y datos de entrada

A continuación se prestará un resumen de las principales variables y supuestos empleados a manera de datos de entrada para el análisis económico. Se tuvo en cuenta una vida útil de los proyectos así: Solar: 25 años; eólica: 25 años; geotermal: 30 años; biomasa y biogás: 20 años.

❖ Información financiera

La información financiera que se presenta a continuación se utilizó para todos los proyectos analizados de FNCER.

Tabla 2-24: Datos financieros de entrada.[65]

Variables financieras		
Ítem	Unidad	Valor
Porcentaje de deuda	%	65%
Tasa de interés	%	DTF +6,5%
Término de la deuda	Años	15
Costo de capital	%	8,5%
Weighted Average Cost of Capital	%	7,9%
Colombia tasa social de descuento	%	12%
Tasa utilizada para la evaluación del proyecto		Costo de capital

Nota: las proyecciones de la DTF fueron tomadas de Bancolombia (noviembre de 2014).

Para la tasa de cambio se utilizaron las proyecciones a noviembre de 2014.

Tabla 2-25: Tasa de cambio anual promedio.[65]

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Tasa de cambio promedio	2.000,7	2.180,0	2.270,0	2.380,0	2.440,0	2.510,0	2.560,0

Fuente: Bancolombia, 2014.

Para la inflación se tomaron la proyecciones del IPC del Banco de La Republica a noviembre de 2014, para la tasa de inflación externa se utilizó la de Estados Unidos con un crecimiento del 2% a partir del 2019.

Tabla 2-26: Tasa de inflación externa e interna.[65]

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Variación porcentual del IPC, Colombia	3,7%	2,4%	2,5%	3,7%	3,1%	3,0%	2,9%	3,1%	3,0%
Inflación externa (EE.UU.)	3,4%	3,1%	1,8%	1,3%	1,9%	2,0%	2,2%	2,3%	2,0%

Fuente: Banco de la República, 2014.

❖ Costos de inversión (CAPEX)

Los costos de inversión incluyen, infraestructura, facilidades asociadas al proyecto (balance de planta), costo equipos de generación, costos de interconexión a la red de transmisión y costos de desarrollo.

Tabla 2-27: Costos de inversión.[65]

CAPEX USD/MW	Eólica		Solar		Biomasa	Biogás	Geotermia
	Residencial	Comercial	Gran escala				
Equipo de generación	1.413.322	3.974.963	2.854.358	2.734.692	617	378	5.155.000
Balance de planta	184.158	1.005.802	855.403	732.779	529	1.764	-
Costos de desarrollo	175.552	-	-	2.788	-	756	-

Para Los costos de conexión de proyectos de más de 20 MW se estimó un costo de 200000 USD/km, para una distancia promedio menor a 5km a una tensión de 115 kV.

Tabla 2-28: Costos de conexión.[65]

Costos de conexión al STN/SDR	USD/MW
Proyectos solar FV (gran escala)	200.000
Proyectos eólicos	300.000
Proyectos con biomasa	200.000
Proyectos geotérmicos	250.000

Fuente: estimados propios basados en resoluciones CREG 097 de 2008 y 011 de 2009.

Nota: los costos incluyen la línea y la subestación, teniendo en cuenta la escala y distancia a la red de los proyectos considerados.

En el caso de proyectos solares para usuarios residenciales (1-5 kV) y comerciales (potencias 5-500 KV), se consideran costos de conexión de 200 USD y 500 USD, respectivamente.

❖ Costos de operación (OPEX)

Estos incluyen aquellos costos que presenta la planta para generar energía durante su vida útil, tienen una componente fija expresados en (USD/MW) y otra variable en (USD/MWh), a grandes rasgos incluyen: combustible, mantenimiento, manejo ambiental, seguros, respaldo etc.

En los costos de operación se incluyen también las transferencias al sector eléctrico derivadas de ventas de energía como: costos del servicio de regulación de CND, ASIC, CREG y otros.

Tabla 2-29: Costos O&M.[65]

Ítem	Unidad	Valor	Tecnología
Cargos O&M fijos	USD/MW	6.500	Para la tecnología solar
		40.000	Para la tecnología eólica
		87.000	Para geotermia
		21.000	Para biomasa sólida (caña de azúcar)
		40.000	Para biogás derivado de efluentes de palma de aceite
Cargos O&M variables	USD/MW	-	Para la tecnología solar, eólica y geotermia
	USD/MWh	11,5	Para biomasa sólida y biogás
Cargos CND y ASIC	USD /MW	0,33	Solo aplica para Empresas Servicios Públicos
Ley 99 de 1993	% de la venta de energía	4%	Para plantas mayores a 10 MW cuya producción de energía se base en procesos térmicos
Ley 99 de 1993	USD/MWh	31,62	Precio de la energía para aplicación Ley 99/93
Ley 143 de 1994	% de los gastos operacionales	1%	Solo aplica para Empresas Servicios Públicos (Utilities)

❖ Ingresos

Como ingresos estimados de los proyectos conectados al SIN se estimó lo siguiente:

- Ingresos por cargo por confiabilidad con valor de la última subasta a noviembre de 2011.

- Ingresos por precio de bolsa de energía tomado del análisis de costos marginales realizado por la UPME de simulaciones de largo plazo 2014-2024, por medio del modelo de optimización SDDP 12.0.5.
- FAZNI: se toma como un valor (pass through) equivalente a 1.23 \$/kWh actualizado con la inflación.
- Precio de compraventa de energía: se tuvo en cuenta para en caso de los proyectos que toman energía de la red incluyendo en el precio de compra los cargos por uso de STN , STR y SDL según aplique de acuerdo al nivel de tensión de la conexión más el cargo por comercialización.

❖ Impuestos

A nivel tributario se tuvieron en cuenta los siguientes impuestos:

- Impuesto de renta (25%) y ganancia ocasional (10%).
- Impuesto sobre la renta para la equidad -CREE- (8%).
- Impuesto de industria y comercio, se estimó en 0,118 USD/kW instalado.

❖ Externalidades

Se tuvo en cuenta dos tipos de externalidades a saber, las negativas que hacen referencia a aquellas que pueden generar costos debido a la alta penetración de FNCER en el SIN, y las positivas sociales que hacen referencia a los beneficios de la incorporación de estas tecnologías. Para el estudio se estimó una penetración de entre el 10% y 30% de la generación total de electricidad en el SIN.

- Externalidades negativas
 - Costos de reserva: se refiere a la reserva que requiere el sistema para poder respaldar a la generación con FNCER en casos como falta de viento o en horas sin radiación solar. Se calculó un costo de 2.77 USD/MWh de energía generada.
 - Costos de conexión a la red, debido a que el desarrollo de estos proyectos normalmente se da en lugares alejados de las facilidades de conexión al SIN, estos pueden afectar la rentabilidad de los proyectos, o incrementar la tarifa de uso del STN que pagan los usuarios.

- Costos de balance de la red: hacen referencia a los costos adicionales por maniobras sobre la red que se pueden dar debido a la variabilidad de la generación con FNCER.
 - Refuerzo y extensión de la red: hace referencia a los refuerzos y expansiones de la red eléctrica que se podrían dar en caso de la incorporación masiva de FNCER.
- Externalidades positivas
 - Complementariedad energética de las plantas hidroeléctricas, estudios han demostrado que el recurso eólico es complementario con el hidroeléctrico, es decir en época de sequía se tienen altas velocidades de viento en el país.
 - Beneficios ambientales y sociales, dentro de estos se encuentran el ahorro de combustibles fósiles, la reducción de emisiones de efecto invernadero y la reducción de impactos en la salud.
 - Beneficios económicos estos contienen, el desarrollo económico y la creación de empleo.

2.4.3 Resultados

❖ Proyectos de energía eólica

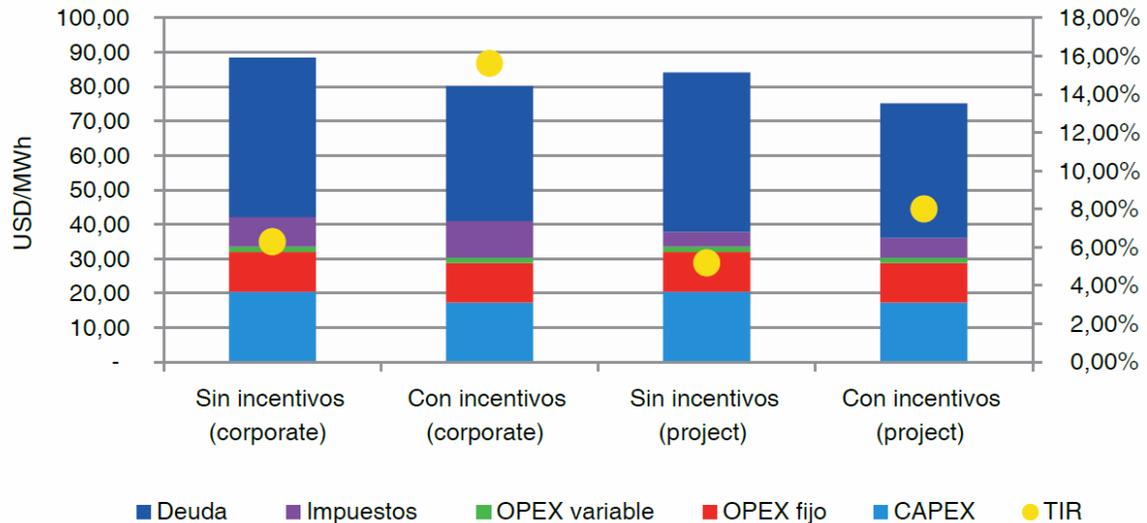
Para este ejercicio se tomó como caso base un proyecto de generación eólica de 400 MW en una región con una alta disponibilidad de viento de 9.4 m/s, y unos costos de conexión de 120 millones de USD, suponiendo una línea de 120 km; se tomó como IRR (Internal Rate Of Return) el WACC del 7.9%.

Como se mencionó anteriormente el caso base se calculó teniendo en cuenta la regulación vigente sin incentivos, es decir para inversiones en maquinaria y equipos se tuvo en cuenta un impuesto del IVA del 16%, aranceles de importación alrededor del 10% y se trabajó con una depreciación convencional para equipos de 10 años.

El segundo caso se calculó teniendo en cuenta los incentivos de la ley 1715 de 2014 mencionados anteriormente, considerando el proyecto eólico de dos formas, como independiente es decir, como financiación de proyecto independiente y como parte de un

portafolio de inversión, es decir bajo un esquema de financiamiento corporativo. Este caso de financiación corporativa, se desarrolló con el objeto de reducir el impuesto de renta, ya que se asume que el beneficio puede ser aplicado a las rentas del portafolio de inversiones y esto genera una reducción en el pago de este impuesto. Los resultados del análisis se pueden ver en la Figura 2-23.

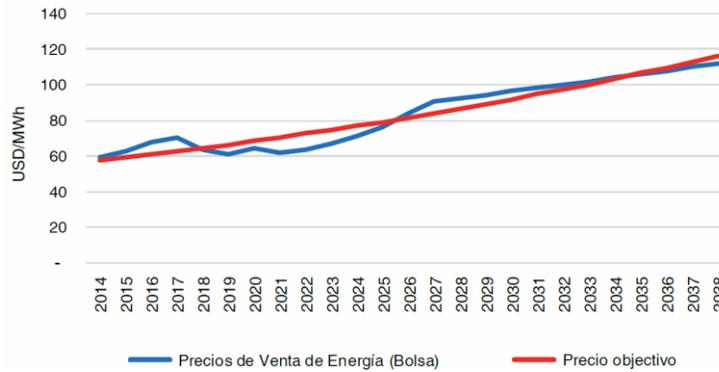
Figura 2-23: Proyecto eólico 400 MW, impacto de los incentivos de la Ley 1715. [65]



Para el caso corporativo sin incentivos la TIR fue de 6.3%, mientras que para el caso corporativo con incentivos fue de 16%, en el caso de evaluación del proyecto como de financiación individual se tuvo sin incentivos una TIR de 5.2% y con incentivos del 8%. Lo anterior ilustra primero que sin los incentivos de la ley 1715 de 2014, no es viable económicamente el proyecto bajo ningún esquema, segundo que la mayor rentabilidad se logra para el caso de modelo corporativo aumentando en 10 % respecto del caso base. Si se financia el proyecto de manera individual, una TIR del 8% ligeramente superior al valor deseado del 7.9%, no es un incentivo suficiente para que un inversionista construya el proyecto, debido que normalmente en un mercado competitivo se esperan retornos alrededor del 10%.

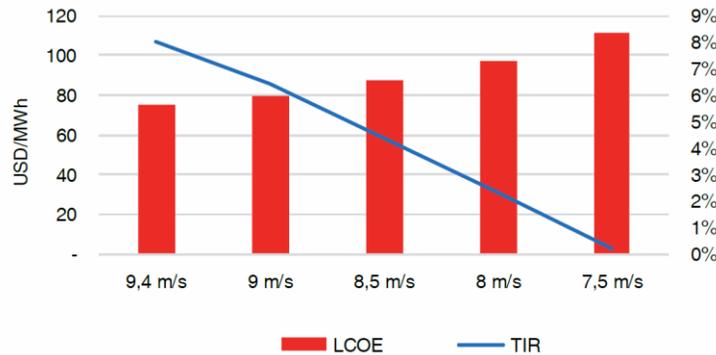
Se realizó un análisis de sensibilidad de costos tomando como caso base el modelo de proyecto con financiación individual con incentivos. Se tiene que para lograr una rentabilidad del 8% se requiere que el precio objetivo de venta de energía durante toda la vida útil del proyecto sea acorde con las proyecciones del precio de bolsa. Figura 2-24.

Figura 2-24: Proyecto eólico 400 MW, Precios bolsa y precio objetivo. [65]



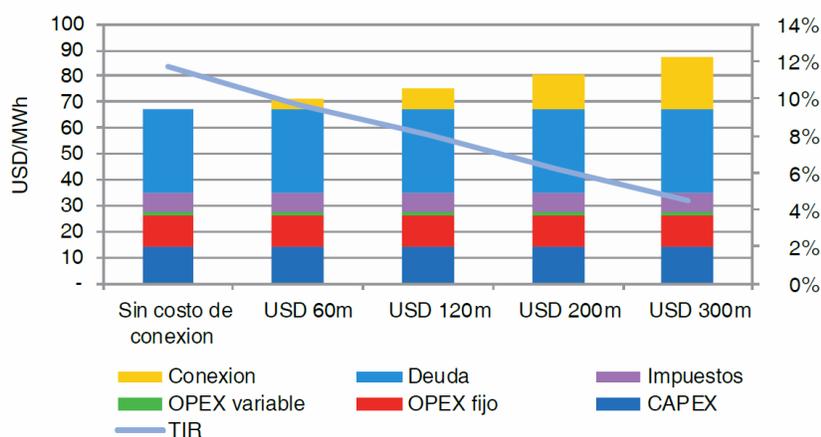
La Figura 2-25, muestra la variación de la TIR en función de variaciones en la velocidad del viento, evidenciando lo crítico de este parámetro para el éxito de esta tecnología.

Figura 2-25: Proyecto eólico 400 MW, TIR en función de velocidad del viento. [65]



Otro factor determinante de éxito son los costos de conexión, la Figura 2-26, ilustra la variación de la TIR, en función de los costos de conexión, se trabajó con un caso base de 120 millones de USD, que equivalen a 300000 USD/MW, se modelaron también escenarios de 150000 USD/MW, 500000 USD/MW, y 750000 USD/MW.

Figura 2-26: Proyecto eólico 400 MW, TIR en función del costo de conexión. [65]



Se debe tener en cuenta que la escala del proyecto también juega un papel importante, ya que los costos de conexión son más o menos fijos, es decir el costo para una instalación de 400MW de km de línea sería similar al costo de km de línea para una de 200 MW, por tanto conviene pensar en la economía de escala en cuanto al tamaño de la facilidad de generación en busca de una mayor rentabilidad. La Tabla 2-30 muestra la valoración de otras externalidades tenidas en cuenta en el modelo demostrando que en balance total la externalidades implican un valor agregado ganado de cerca de 366 millones de USD para este proyecto.

Tabla 2-30: Valoración de otras externalidades para energía eólica.[65]

Externalidad	2014 – USD/MWh	Valor presente neto (tasa de descuento social 12%) - USD	Valor presente neto (tasa de descuento social 3,5%) - USD
Emisiones CO ₂	12,21	114.793.461	331.065.361
Empleo	2,75	36.921.748	82.583.220
Valor económico	7,57	101.635.502	227.329.082
Costo de integración	-2,70	-36.250.443	-81.081.707
Complementariedad con El Niño	3,06	41.083.835	91.892.601
Ahorro de combustibles fósiles	7,16	96.101.224	214.950.512
Salud	0,84	11.265.429	25.197.492
Biodiversidad	0,06	789.825	1.766.608
Total		366.340.580	893.703.169

De este análisis se puede observar lo importante que resulta para este tipo de proyectos los inventivos de la ley 1715, sin estos no serían económicamente viables; se destaca que se debe trabajar en la forma de encontrar un modelo económico que facilite la construcción de las líneas de transmisión para la integración de este tipo de tecnologías,

que para el caso de la Guajira se requiere la construcción de activos de conexión importantes, lo cual puede convertirse en barrera para la ejecución de estos.

Este ejercicio se realizó pensando en una localización con viento de 9.4 m/s, de acuerdo con el mapa de velocidades de viento en Colombia, las velocidades disponibles en otras partes del territorio no superan 6 a 5 m/s siendo el promedio nacional 4.5 m/s; esto evidencia lo difícil aun con los incentivos de la ley 1715, que resultaría hacer rentable un proyecto de generación eólica en otra región diferente a la guajira.

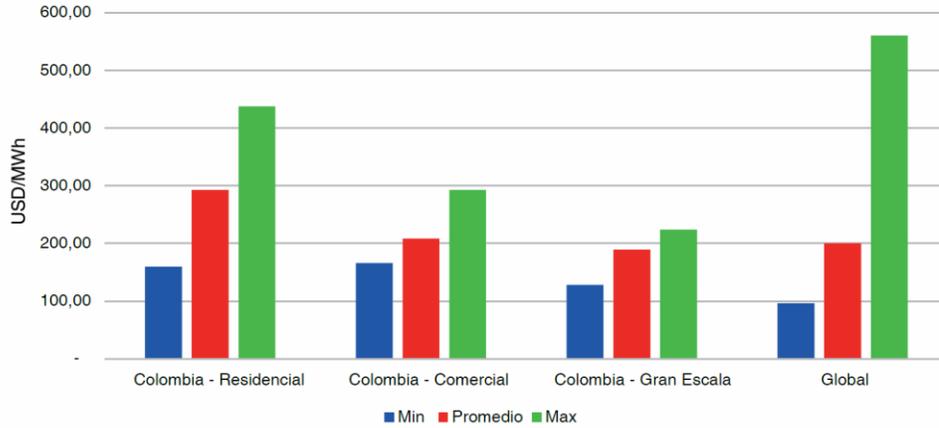
❖ Proyectos de energía solar

La evaluación económica se llevó a cabo para tres categorías: residencial (3 kWp), comercial (500 kWp) y gran escala (5 MWp); tomando como valor promedio de irradiación solar 4.5 kWh/m²/d y aplicando correcciones por perdidas y factores de rendimiento de 0.84. Respecto a los costos de instalación se utilizaron valores obtenidos mediante cotizaciones a nivel nacional y se compararon con costos en Estados Unidos y a nivel mundial, Tabla 2-31 y Figura 2-27.

Tabla 2-31: Costos de instalación de energía solar FV en Colombia (con IVA y aranceles). [65]

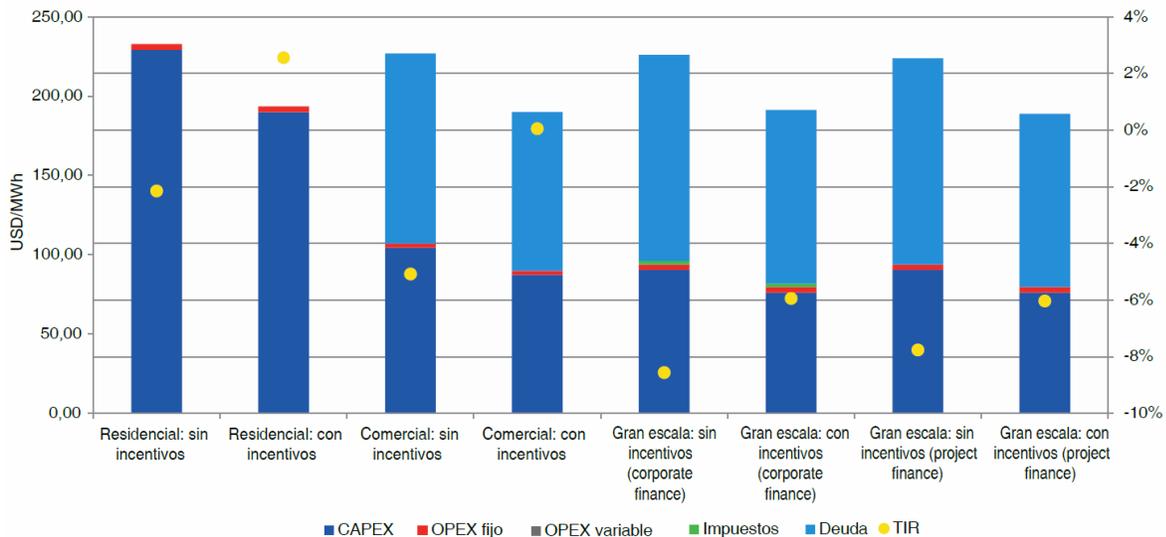
Tamaño	Mínimo (USD/W instalado)	Promedio(USD/W instalado)	Máximo(USD/W instalado)	EE.UU. (USD/W instalado, Berkeley, 2014)
Residencial	2,6	4,8	7,2	4,7
Comercial	2,7	3,4	4,8	3,9
Gran escala	2,7	3,2	3,8	3,0

Figura 2-27: Costo nivelado de energía -LCOE- de energía solar FV en Colombia y en el mundo. [65]



Los análisis económicos se realizaron con los mismos datos de la Tabla 2-24, se aplicaron los incentivos de la ley 1715, excepto para el caso residencial, donde se asumió que el usuario compra los paneles en efectivo sin deuda y su costo de oportunidad sería del 4%, debido a que las personas naturales no tienen las mismas oportunidades de inversión que las empresas por tanto su rentabilidad esperada estaría más cerca a los valores de inflación; tampoco se tuvo en cuenta la entrega de excedentes a la red en la primera parte del análisis. Se incluyeron costos de conexión de 200000 USD/MW para el caso de gran escala; con estos supuestos la Figura 2-28 muestra los resultados obtenidos.

Figura 2-28: Proyectos solares, 3 kWp, 500 kWp, 5 MWp; impacto de los incentivos de la Ley 1715. [65]



Lo primero que se observa es que con estos supuestos el valor de la TIR no es rentable para ningún caso analizado, para el escenario residencial la TIR sin incentivos fue del -2% y con incentivos de -0.9%, para el comercial la TIR sería de -5.1% sin incentivos y con incentivos del -3.1%. Para el caso de gran escala el análisis fue diferente debido a que esta instalación sería para la venta de energía y no para el auto consumo, por tanto los impuestos e incentivos tributarios son diferentes. Para este caso el financiamiento corporativo no sería mejor que el financiamiento individual por proyecto, debido a que este último los primeros 12 años presenta pérdidas acumuladas y no genera suficientes lucros durante su vida útil final que puedan ser objeto del pago de impuestos. Para el caso corporativo las pérdidas se eliminan al momento de ser creadas debido a que se deducen contra los lucros globales de la empresa, teniendo como resultado TIR similares.

Si para los casos residencial y comercial se incorpora la posibilidad de venta de excedentes a la red bajo un esquema de medición bidireccional, teniendo en cuenta que el benéfico estaría en la reducción o ahorro que se tendría sobre la factura de energía, suponiendo para el caso residencial una potencia instalada de 3kWp, con una generación anual de 4000 kWh-año, frente a un consumo doméstico de 5000 kWh-año y para el caso comercial unas capacidad instalada de 500 kWp con una generación de 730000 kWh-año y un consumo propio de 800000 kWh-año, los resultados serían los mostrados en la Tabla 2-32.

Tabla 2-32: Escenarios de generación con incentivos para instalaciones solar FV residenciales. [65]

Escenario	LCOE (USD/MWh)	Precio de energía (USD/MWh)	TIR	Recuperación de la inversión (años)
Caso 1 - ahorros Tarifa sin contribución	193	175	0,9%	23,4
Caso 2 - ahorros Tarifa con contribución	193	211	2,5%	20,4
Caso 3 - facturación neta (créditos a precio de bolsa) Tarifa con contribución	193	211	4,3%	17,3
Caso 4a - medición neta Tarifa con contribución	193	211	7,1%	13,6
Caso 4b - medición neta + deducción en renta Tarifa con contribución	193	211	11,2%	8,8
Caso 5 - comercial a tarifa con contribución y facturación neta	190	168	12,8%	17,9

Dónde:

- Caso 1: usuario residencial, entrega excedentes generados durante el día, ingresos por ahorro en la energía que dejó de consumir a la red mientras generaba, sin mecanismo de intercambios.
- Caso 2: usuario residencial, entrega excedentes generados durante el día, ingresos por ahorro en la energía que dejó de consumir a la red mientras generaba, tarifa pagada al OR con contribución, sin mecanismo de intercambios.
- Caso 3: usuario residencial, entrega excedentes generados durante el día bajo esquema de medición bidireccional y créditos de energía. Energía entregada a la red valorada a precio de bolsa. Usuario podría consumir la misma cantidad de energía entregada a la red pagando una tarifa igual a la diferencia entre el precio normal de compra y el precio de bolsa (facturación neta). Tarifa pagada al OR con contribución.
- Caso 4: usuario residencial, entrega excedentes generados durante el día bajo esquema de medición bidireccional y créditos de energía. Energía entregada a la red valorada igual al precio normal de compra incluida contribución (medición neta). Usuario podría consumir la misma cantidad de energía entregada a la red, sin cargo adicional.
- Caso 5: usuario comercial, entrega excedentes a la red bajo esquema de medición neta. Reducción de renta.

Se puede observar que bajo estos escenarios de simulación la rentabilidad de los proyectos comienza a ser positiva en la medida que la tarifa de energía es más alta debido a la contribución, sin embargo indispensable la existencia de un mecanismo de intercambios o créditos de energía para tener rentabilidades superiores al 4%, siendo la TIR más alta si se emplea el mecanismo de medición neta. Es decir para estimular la autogeneración fotovoltaica se requiere, incentivos en la reducción de renta, un mecanismo como medición neta, siendo más rentable si el usuario paga alguna contribución. Adicionalmente es necesario la reducción de costos (Capex) para este tipo de proyectos, ya que particularmente en el sector residencial el país tiene costos superior al promedio mundial; lo cual con lleva a que el periodo de recuperación de la inversión sea alto y en algunos casos comparable con la vida útil del sistema estimada en 25 años.

Para el escenario de proyectos de gran escala los ingresos no son suficientes para hacer rentable el proyecto bajo las premisas del caso base, por tanto se podría aplicar una

estrategia por medio del uso del EFICC, debido a que la planta es de 5MWp, al ser menor de 20MW podría pensarse en que este tipo de facilidad podría utilizar el 100% del valor del cargo por confiabilidad, teniendo en cuenta un factor de planta de 16%, y se asumiría una ENFICC del 0%; con esto la rentabilidad sería de alrededor del 7.9%; aunque este valor sigue siendo inferior a mínimo esperado del 8%, por tanto se puede observar que este tipo de facilidades requieren aún más incentivos de los ya planteados en la ley 1715, o que el valor del CAPEX disminuya a un valor que pueda hacerlas competitivas en Colombia. La Tabla 2-33, muestra la valoración aplicada al análisis de los proyectos de energía solar.

Tabla 2-33: Valoración externalidades para proyectos energía solar. [65]

Externalidad	2014 – USD/ MWh	Valor Presente Neto (tasa de descuento social 12%) - USD	Valor Presente Neto (tasa de descuento social 3,5%) - USD
Emisiones CO2	24.00	1.050.461	364.236
Empleo	6.71	964.858	431.374
Valor económico	21.64	3.111.702	1.391.196
Costo de integración	-	0	0
Complementariedad con El Niño	-	0	0
Ahorro de combustibles fósiles	7.16	1.029.248	460.162
Salud	0.84	120.653	53.942
Biodiversidad	0.06	8.459	3.782
Total		6.285.380	2.704.692

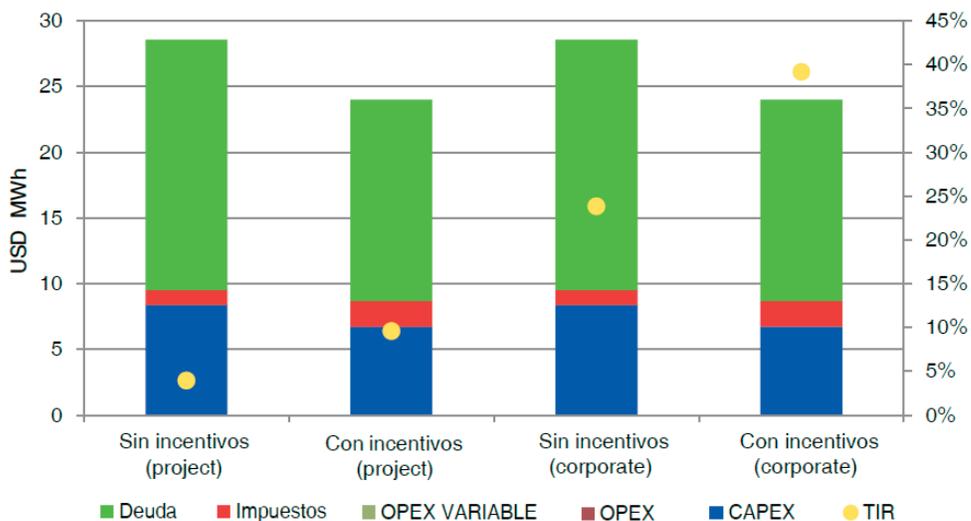
❖ Proyectos de cogeneración a partir de biomasa

Para la evaluación de proyectos de biomasa la UPME realizó el estudio a dos tipos de tecnologías, la primera a un caso de cogeneración a partir de bagazo de caña y la segunda un proyecto de cogeneración a partir de biogás.

Para el primer caso se supuso una planta 40 MWe, con un flujo de 445 toneladas de caña de azúcar por hora, de las cuales un 30% corresponde al bagazo resultante de la extracción de jugos de caña, se considera que el combustible tiene un poder calorífico de 17MJ/kg. Del proceso una parte del vapor generado es usado para atender los consumos internos del proceso de planta y el resto es usado para generación eléctrica, de la cual los excedentes resultantes después del consumo propio son vendidos a la red por medio de contratos bilaterales según la regulación vigente. Se debe tener en cuenta que el bagazo puede tener un costo de oportunidad debido a que podría utilizarse en otros

procesos productivos como en la fabricación de papel, sin embargo para el análisis base este costo no se tuvo en cuenta siguiendo las practicas comunes de la industria en Colombia. Por tanto el caso base considera una generación de 252000 MWh/año, un consumo total de la empresa de 152000 MWh/año y unos excedentes de 100000 MWh/año, las pérdidas se tuvieron en cuenta en el modelo. En todos los escenarios se consideró una ENFICC de 0%. El análisis tiene en principio como base las mismas variables económicas y la aplicación de los beneficios de la ley 1715, el precio de venta de la energía es el precio de bolsa. La Figura 2-28 ilustra los resultados del análisis.

Figura 2-29: Proyecto cogeneración con bagazo de caña, incentivos Ley 1715. [65]

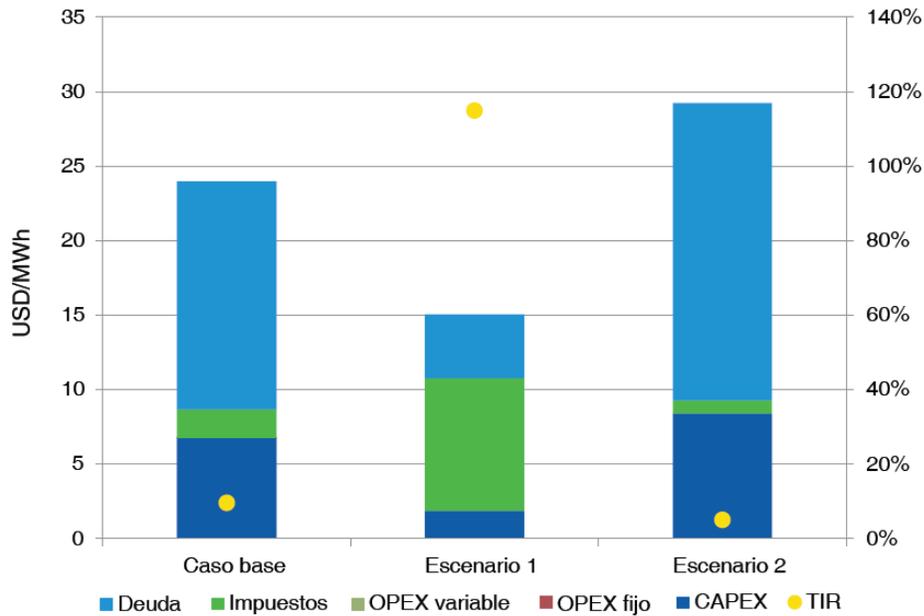


Se observa como la aplicación de los incentivos de la ley dio como resultado una TIR de 10% para al evaluación por proyecto y para la evaluación por financiamiento corporativo del 39%, sin incentivos la TIR del proyecto corporativo es de alrededor del 23.5%, lo cual evidencia que este tipo de proyectos con los incentivos de la ley son económicamente viables.

Comparando el caso base de financiamiento por proyecto con incentivos, pero incluyendo como escenario 1 la suposición que el bagazo reemplaza como energético primario para la instalación al gas natural con un costo de 9.3 USD/MBTU, la TIR se eleva a 115%. Como escenario 2 se consideró una variación en los parámetros financieros, se supuso un interés a la deuda del 16%, un costo de capital del 12%, lo que da como resultado un WACC del 11%, valores más cercanos a lo reportado por la

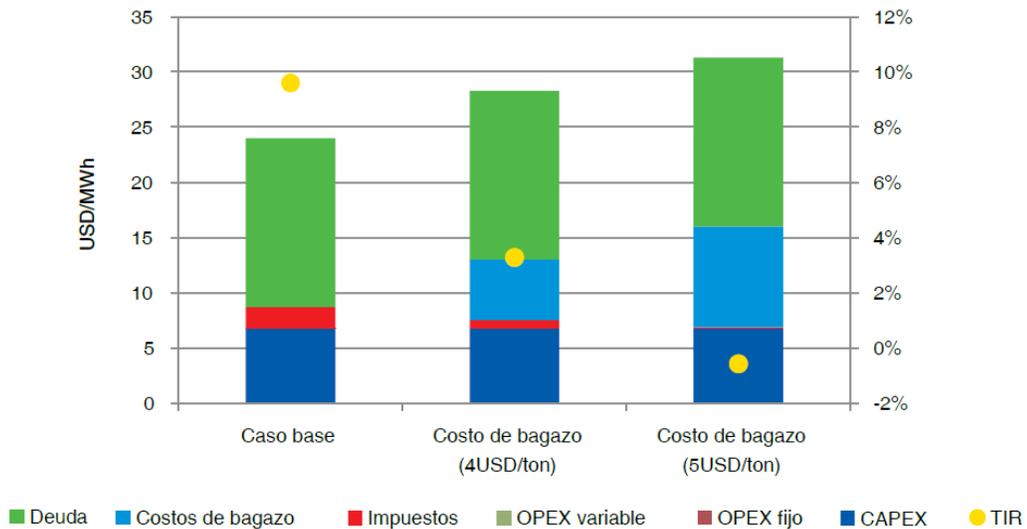
industria, bajo estas suposiciones la TIR cae al 5.07% lo cual haría inviable financieramente el proyecto. Figura 2-30.

Figura 2-30: Proyecto cogeneración con bagazo de caña, diferentes escenarios incentivos Ley 1715. [65]



Los anteriores análisis suponen un precio para el bagazo de la caña de cero, si se incluye este costo en el análisis financiero para el caso base la rentabilidad cae considerablemente, haciendo inviable financieramente el proyecto. Figura 5.26.

Figura 2-31: Impacto costo bagazo de caña en la rentabilidad caso base. [65]



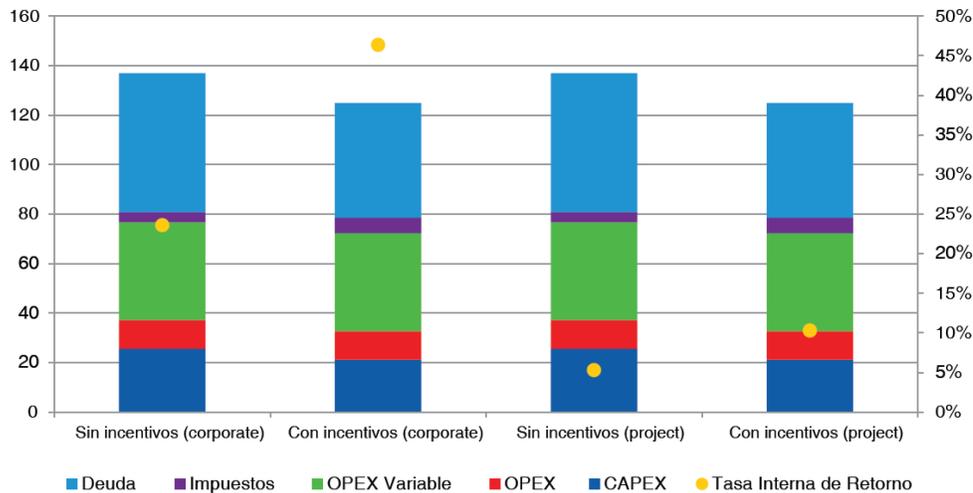
La Tabla 2-34 muestra la valoración de las externalidades tomadas en cuenta en el análisis financiero.

Tabla 2-34: Valor de externalidades para cogeneración con bagazo de caña. [65]

Externalidad	2014 – USD/ MWh	Valor presente neto (tasa de descuento social 12%) – USD	Valor presente neto (tasa de descuento social 3,5%) - USD
Emisiones CO ₂	10,8	8.113.017	19.218.902
Empleo	0,32	322.741	641.852
Valor económico	8,78	8.855.219	17.610.802
Costo de integración	0	-	-
Complementariedad con El Niño	0	-	-
Ahorro de combustibles fósiles (electricidad)	7,15	7.219.118	14.357.009
Ahorro de combustibles fósiles (calor)	2	2.017.134	4.011.572
Salud	0,83	846.258	1.682.995
Biodiversidad	0,058	59.332	117.996
Total		129.843.515	303.304.614

Para el caso de la planta de biogás se supuso una instalación que produce el gas a partir de subproductos del proceso de extracción de aceite de palma, se supuso un proceso de cogeneración similar al de la planta de bagazo de caña, con 1.3 MW de capacidad instalada, factor de planta de 56%, para una planta que procesa 400000 toneladas de fruta anual, se supuso una demanda interna de energía de 3600 MWh/año, no se estimó ningún costo asociado al residuo empleado como combustible. Los resultados del análisis se muestran en la Figura 2-32.

Figura 2-32: Impacto de incentivos sobre proyecto de cogeneración con biogás. [65]



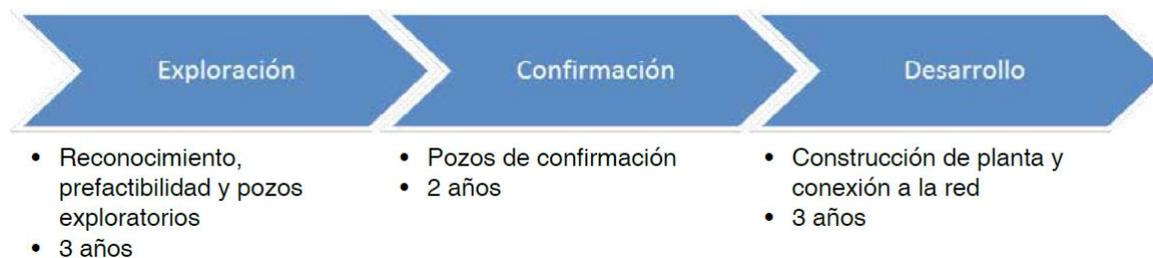
Se puede observar que para este caso el modelo corporativo tiene un rentabilidad mucho mayor al modelo por proyecto y como el efecto de los incentivos de la ley 1715 logra aumentar esas rentabilidades haciendo financieramente viable esta tecnología. Esto también se debe a que parte de los ingresos están conformados por los ahorros que se generan al no consumir energía de la red. Se debe tener en cuenta que estos valores pueden variar en función de la materia prima usada para producir el biogás, y de los costos adicionales que se pueden generar al tener plantas que procesen diferente tipos de material orgánico ya se de origen vegetal o animal. Las externalidades valoradas en el análisis se muestran en la Tabla 2-35.

Tabla 2-35: Valor de externalidades para cogeneración con biogás. [65]

Externalidad	2014 – USD/ MWh	Valor Presente Neto (tasa de descuento social 12%) - USD	Valor Presente Neto (tasa de descuento social 3.5%) - USD
Emisiones CO2	5,22	545.016	241.424
Empleo	0,32	37.590	18.944
Valor económico	8,78	1.031.365	519.766
Costo de integración	-	-	-
Complementariedad con El Niño	-	-	-
Ahorro de combustibles fósiles (electricidad)	7,16	840.809	423.733
Ahorro de combustibles fósiles (calor)	2	-	-
Salud	0,84	98.563	49.672
Biodiversidad	0,06	6.910	3.483
Total		2.560.253	1.257.022

❖ Proyectos de energía geotérmica

Evaluar financieramente un proyecto de generación geotérmica es muy difícil debido las características propias de esta industria, a los costos de inversión y a los riesgos asociados que son particulares para cada instalación. Desarrollar un proyecto de generación geotérmica desde su concepción hasta su puesta en marcha puede llevar alrededor de 8 años, lo que implica un flujo de caja negativo hasta el momento de puesta en marcha de la instalación. Las principales etapas pueden verse en la Figura 2-33.

Figura 2-33: Fases de desarrollo de un proyecto geotérmico. [65]

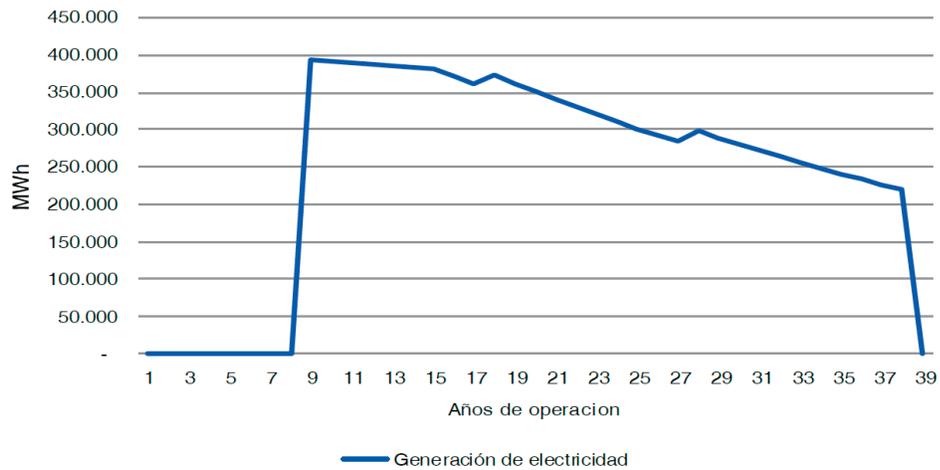
Las dos primeras etapas se asemejan al desarrollo de un proyecto petrolero, se requiere hacer estudios geológicos del subsuelo, prospección del área a investigar, si se estima algún nivel de éxito se procede a hacer la etapa de exploración que implica la perforación de pozos exploratorios y pozos de confirmación del hallazgo. Es una etapa de alta demanda de capital por el costo de las perforaciones y de alto grado de riesgo e incertidumbre ya que hasta no perforar no se puede determinar con certeza lo que hay en el subsuelo. La UPME estimó dentro de su estudio un costo de 17 millones de USD para estas etapas con un factor de éxito del 50%. Una vez se determine el lugar de ubicación de la instalación se debe evaluar el costo de la construcción CAPEX, que debe incluir terrenos, vías de acceso, y costos de conexión a la red, características que pueden llegar a ser de valor importante. La figura 2-34 muestra la estimación del peso porcentual de los costos asociados a un proyecto.

Para el caso del análisis de estimó una planta geotérmica de 50 MW, con factor de planta de 90%, vida útil de 30 años, un financiamiento del 65% de deuda a una tasa de interés del 11.4%, se estima que la planta no contará con asignaciones de ENFICC debido a que a regulación no contenía para ese momento un mecanismo de asignación para plantas de esta tecnología. Se tuvo en cuenta el análisis que el calor en los pozos decae paulatinamente durante la vida útil de la planta, por tanto se estimó la perforación de pozos de refuerzo a los 10 y 20 años, donde cada uno incrementa en un 5 % la disponibilidad de energía inicial. El perfil de generación de una planta tipo se muestra en la Figura 2-35

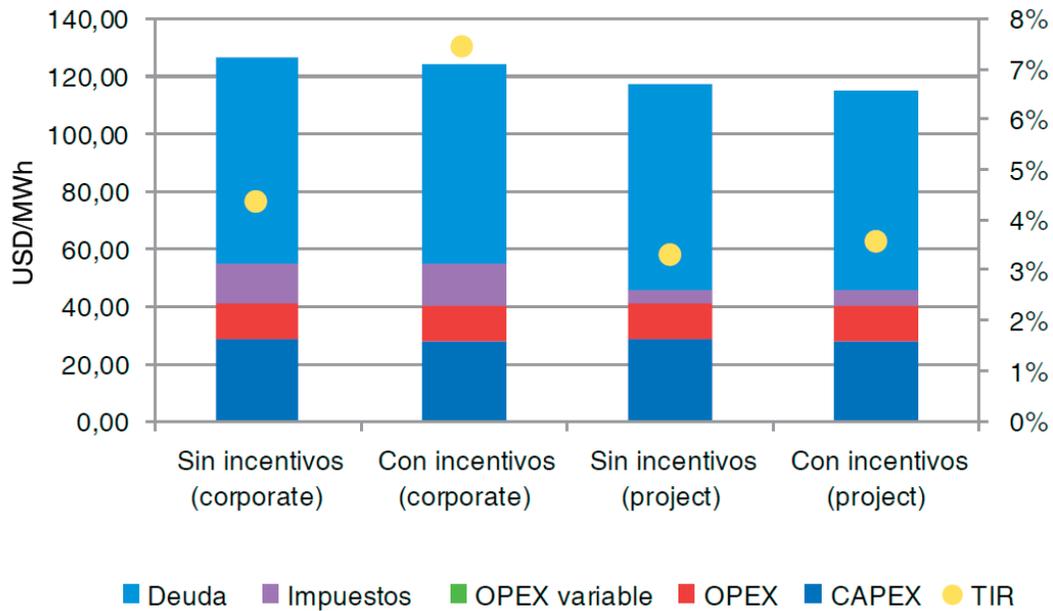
Figura 2-34: Peso porcentual de los costos de un proyecto geotérmico. [65]



Figura 2-35: Perfil de generación de electricidad de una instalación geotérmica. [65]



La Figura 2-36 muestra a rentabilidad para proyectos geotérmicos, analizados según los supuestos anteriormente explicados.

Figura 2-36: Rentabilidad proyectos geotérmicos, impacto incentivos ley 1715. [65]

Se puede observar que bajo los supuestos analizados, ningún caso presenta una TIR superior al 8% lo que haría inviable económicamente el proyecto. Esto se debe a que por las características de desarrollo de esta tecnología, durante el periodo antes de la puesta en marcha de la instalación, se incurra en altos costos sin generar ingresos, es decir solo se generan pérdidas, por tanto el régimen fiscal usado afecta la TIR de manera importante, lo que implica que bajo el financiamiento corporativo se reduce la carga fiscal global de la empresa inversora. Los incentivos como la depreciación acelerada acentúan más este factor concentrando las pérdidas, siendo así la TIR para la evaluación por proyecto corporativo sin incentivos del 4% y con incentivos logra subir al 7%. Para el caso de evaluación por proyecto la TIR sin incentivos fue del 3.2% y con incentivos del 3.5%.

En la Figura 2-37, se puede observar la afectación de la TIR en función de varios costos de conexión, partiendo de un acoso base de 250000 USD/MW.

Como es de esperarse la TIR se ve afectada negativamente al aumentar los costos de conexión, al igual que para el caso eólico, con el objeto de disminuir este impacto debe considerarse el factor de escala del proyecto así como la posibilidad de compartir activos de conexión entre varios proyectos que se puedan desarrollar relativamente cerca. La

tabla 2-36 muestra la valoración de externalidades para proyectos de energía geotérmica.

Figura 2-37: Rentabilidad proyectos geotérmicos a diferentes costos de conexión. [65]

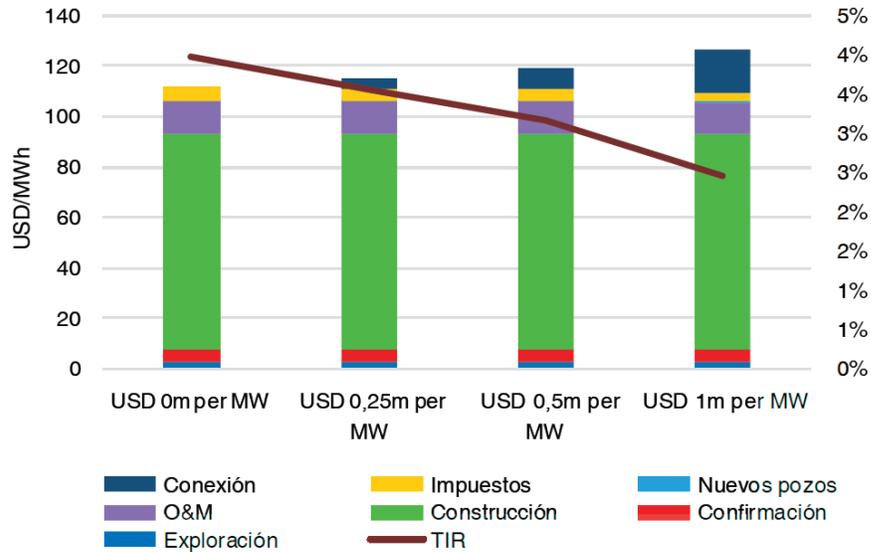


Tabla 2-36: Valor de externalidades para energía geotérmica. [65]

Externalidad	2014 – USD/MWh	Valor presente neto (tasa de descuento social 12%) - USD	Valor presente neto (tasa de descuento social 3,5%) - USD
Emisiones CO ₂	19	32.869.348	114.012.575
Empleo	0,28	475.711	2.041.461
Valor económico	9,28	15.766.411	67.659.840
Costo de integración	0	-	-
Complementariedad con El Niño	0	-	-
Ahorro de combustibles fósiles	7,15	12.160.858	52.187.003
Salud	0,83	1.425.552	6.117.601
Biodiversidad	0,05	99.946	428.908
Total		62.797.826	242.447.387

❖ Resumen general

Como se observa el panorama económico para el desarrollo de las FNCER no es muy alentador en el país, aun con la aplicación de los incentivos de la ley 1715. La tabla 3-37 ilustra a manera de resumen el resultado del análisis realizado por la UPME; se debe tener en cuenta que estos estudios se realizaron con proyecciones del precio del dólar y de la inflación a noviembre de 2014, antes de la caída del precio del petróleo a nivel

mundial y de que se presentara el fenómeno de devaluación del peso por el que está atravesando la economía colombiana desde enero del 2015. Por tanto se estima que al actualizar este estudio económico con las nuevas proyecciones se complicará aún más la rentabilidad de este tipo de proyectos. La UPME concluye que al incluir la valoración de externalidades dentro de los proyectos, estos pudieran llegar a ser rentables, por eso el gobierno nacional debe continuar desarrollando políticas y planes para incentivar los proyectos FNCER en el país, sin embargo estas externalidades si bien son un beneficio económico muy conveniente a nivel país, no son monetizables para los inversionistas de proyectos FNCER, por tanto es muy difícil que estas inclinen la balanza en favor de proyectos de este tipo en un entorno global de mercado.

Tabla 2-37: Resumen de análisis de rentabilidad. [65]

Tecnología	¿Rentable sin incentivos?	¿Rentable con incentivos?	¿Rentable con externalidades?	Sensibilidades
Eólica	x	~	✓	<ul style="list-style-type: none"> • Velocidad del viento • Costo de conexión
Solar residencial	x	~	✓	<ul style="list-style-type: none"> • Precio de compra de energía
Solar gran escala	x	x	✓	<ul style="list-style-type: none"> • Costo de conexión • Precio de energía
Geotermal	x	x	✓	<ul style="list-style-type: none"> • Exploración y confirmación • Costo de conexión
Biomasa	x	✓	✓	<ul style="list-style-type: none"> • Producción de calor • Costo de bagazo
Biogás	x	✓	✓	<ul style="list-style-type: none"> • Producción de calor • Costo de tratamiento de POME • Costo de instalación

3. Políticas internacionales

Las políticas, leyes y regulaciones son los instrumentos principales del que disponen los gobiernos para incentivar y promover el uso de FNCER en sus regiones; a través de ellos se convierten en actores y responsables principales en su papel de tomadores de decisiones, de autoridades de planeación, de responsables de la infraestructura local, y como desarrolladores de modelos de mercado, en la transición hacia el uso de energías limpias y renovables.

Los objetivos que persigue cada gobierno varían en función de sus intereses, por tanto no puede hablarse de un único tipo de tendencia en políticas de energías renovables a nivel mundial, algunos países buscan reducción de gases de efecto invernadero, otros diversificación de su matriz de generación, otros independencia y seguridad energética, otros desarrollo de la industria local y de sus comunidades, por tanto existen varios enfoques diferentes, además deben analizarse y tenerse en cuenta otros factores como, la disponibilidad de recursos, la geografía, la disponibilidad de financiamiento, roles y responsabilidades del gobierno central y local, regulaciones y jurisdicciones legales, además de factores sociales y culturales.

3.1 Tipos de políticas y acciones para promover las energías renovables

Las políticas y las acciones para promover las energías renovables pueden clasificarse en cinco categorías a saber¹⁶:

¹⁶ REN21, Global Status Report on Local Renewable Energy Policies, 2011.

- Fijación de metas: El gobierno establece una meta u objetivo a lograr en un periodo de tiempo determinado, puede ser de corto, mediano o largo plazo. Esta meta puede estar orientada a la reducción del consumo de energía por parte de dependencias gubernamentales o de los de usuarios, o una meta en reducción del uso de algún tipo de energético. Normalmente estas políticas están dirigidas a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a través de una estrategia combinada de uso de energías renovables, eficiencia energética y programas de respuesta en demanda.
- Regulación basada en jurisdicción y responsabilidades: estas políticas y actividades se basan en las leyes de cada país así como en la jurisdicción y responsabilidades de los gobiernos nacionales y locales. Como ejemplo se tienen las leyes de planeamiento territorial y desarrollo urbano, los códigos de construcción de edificios y los impuestos locales.
- Operación de infraestructura municipal: estas políticas y actividades están dirigidas a modificar la operación de la infraestructura municipal para incorporar el uso de energías renovables, por ejemplo, compras de energía o inversiones en infraestructura por parte de empresas eléctricas públicas o privadas que lo hacen motivadas por algún incentivo.
- Acciones voluntarias y gobierno como impulsor del modelo a seguir: estas políticas y acciones buscan ir más allá de las responsabilidades y jurisdicciones del gobierno nacional y local, toman ventaja de los roles que pueden ejercer como promotores y facilitadores de las condiciones para crear un mercado. Usualmente estas políticas también contribuyen o van encaminadas a aumentar el nivel de concientización de los usuarios hacia el uso de las energías renovables.
- Información, promoción y sensibilización: estas políticas y acciones van orientadas al público en general, así como a posibles inversionistas, con el objeto de promover, facilitar y dar soporte sobre energías renovables. Dentro de esta categoría se incluyen actividades como campañas informativas, soporte y fomento para la investigación y programas de capacitación, estudios de potenciales en energía renovable y desarrollo de bases de datos de sistemas de información geográfica GIS.

En la tabla 3-1, se presenta una descripción ampliada de las políticas y algunas de sus subcategorías.

Tabla 3-1: Políticas gubernamentales por subcategorías [60].

Categoría de la política	Tipo Objetivo	Descripción de políticas por subcategorías
1. Fijación de Objetivos o metas	Meta	(a) Metas en reducción de CO2
		(b) Porcentaje o cantidad futura de energía renovable consumida por los usuarios de una ciudad
		(c) Porcentaje o cantidad futura de energía renovable para edificios y operaciones gubernamentales
		(d) Porcentaje o cantidad futura de edificios y hogares con sistemas de energía renovable
		(e) Porcentaje o cantidad futura de uso de biocombustibles en vehículos gubernamentales y transporte público
		(f) Otro tipo de metas como , eliminar el consumo de carbón o de combustibles fósiles
2. Regulación basada en jurisdicción y responsabilidades	Urbanismo	(a) Planeamiento y desarrollo territorial encaminado a incentivar e integrar proyectos de generación local con FNCER, incluye planeamiento de transporte público e incorporación de vehículos eléctricos
	Edificios	(b) Códigos de construcción que pretendan integrar la generación y el uso de energías renovables de alguna manera, por ejemplo , exigencia de instalar sistemas solares para calefacción de agua y aire o para generación de energía, edificaciones autosuficientes , barreras solares para ventanas, o la imposición de realización de estudios de potenciales de energías renovables
	Impuestos	(c) Incentivos tributarios por uso o implementación de energías renovables
	Otros	(d) Otro tipo de regulaciones que promuevan el uso de energías renovables, o biocombustibles, o barreras al uso del carbón
3. Operación de infraestructura municipal	Compras	(a) Compras por parte de gobiernos locales o naciones de energía proveniente de fuentes renovables para sus edificios y operaciones, incluye transporte público, biocombustibles y programas e incentivos de mercado
	Inversiones	(b) Inversiones directas que hacen los gobiernos en proyectos de energías renovables
	Empresas de servicios públicos	(c) Regulación para empresas de servicios públicos privadas o estatales, regulación de tarifas, incluye incentivos tarifarios como tarifas reguladas "Feed-in " para la energía que provenga de fuentes renovables, acuerdos de compra de energía a largo plazo (PPA), estándares de interconexión, esquemas de medición neta, programas respuesta en demanda, regulación de mercado etc.

Categoría de la política	Tipo Objetivo	Descripción de políticas por subcategorías
4. Acciones voluntarias y gobierno como impulsor del modelo a seguir	Demostraciones	(a) Alianzas público privadas para ejecución de proyectos de demostración de energías renovables
	Subvenciones	(b) Subvenciones, subsidios, préstamos para el desarrollo de proyectos de energías renovables
	Tierra	(c) Uso de tierras de propiedad del estado para el desarrollo de proyectos de energías renovables
	Otros	(d) Alianzas Publico privadas , creación de fondos de financiamiento, emisión de bonos, certificados de emisiones, incentivos de mercado para proyectos de energía renovables
5. Información, promoción y sensibilización	Información y promoción	Campañas de promoción y sensibilización, programas de desarrollo, organización de actores, foros, grupos de trabajo, programas de estudio y capacitación, programas de financiamiento, remoción de barreras para la participación de actores interesados, auditorías energéticas, bases de datos, estudios de potenciales energéticos, centros de información etc.

3.2 Contexto mundial

Aproximadamente el 75% de los países a nivel mundial es decir 146, poseen alguna ley para promover el uso de energías limpias, en términos generales estas buscan reducir las barreras para la integración en sus matrices energéticas, atraer inversionistas, promover el desarrollo local, fomentar la innovación y estimular mayor flexibilidad en la infraestructura eléctrica.

En el marco de la 21 conferencia de la convención de las Naciones Unidas para el cambio climático (UNFCCC) desarrollada en París en 2015 COP21, se estableció la promoción e integración de la eficiencia energética y las energías renovables como pilar fundamental para la reducción de gases de efecto invernadero, mitigación del cambio climático, protección del ambiente y el bienestar de la humanidad. Por tanto los legisladores trabajan en leyes y políticas para lograr estos objetivos, ajustan sus mecanismos continuamente para superar las barreras y retos técnicos y no técnicos que aparecen continuamente y promueven el desarrollo del mercado.

Este esfuerzo ha ayudado a impulsar el desarrollo de energías limpias nivel mundial, si bien todavía el nivel de participación no es el deseado y existen muchas barreras e inconvenientes a superar, se ha visto como las políticas han ayudado al desarrollo de nuevas tecnologías, a la disminución de sus costos, al desarrollo de esquemas de mercado que han permitido el desarrollo de negocios rentables, que a su vez han atraído inversionistas que impulsan este tipo de tecnología a nivel mundial.

Al analizar al mundo por regiones se observa como en África varios países, particularmente los miembros del grupo Economic Community of West African States (ECOWAS), han completado sus Planes de Acción Nacional de Energías Renovables, y han aumentado su meta de participación de renovables en sus matrices de generación. En Asia y el Pacífico; China e India incrementaron su meta de participación de renovables, este último ha adoptado esquemas de medición neta y subastas públicas con el objeto de cumplir este objetivo; varias islas de la región pretenden ser 100% renovables para el año 2030. La Unión Europea ha incrementado sus metas de participación de renovables al proponerse un 27% de energía de uso final proveniente de estas fuentes para el 2030; para lograrlo varios países han optado por esquemas con tarifas tipo FEED-IN y mecanismos de subasta pública. Latinoamérica se tratará más adelante en este documento, pero en términos generales también ha incrementado sus metas de participación de energías renovables haciendo uso del esquema de subastas públicas mayormente. El medio Oriente ha incrementado su capacidad de generación con energías renovables, a través de esquemas de subasta, medición neta e incentivos fiscales. En EEUU los gobiernos federales han realizado inversiones directas e exenciones fiscales, varios estados han incrementado las cuotas de los "Renewable Portfolio Standards (RPS)", los cuales son cuotas mínimas obligatorias de participación de energías renovables en energía de consumo final; también se han implementado programas de medición neta que continúan ampliándose.

A nivel mundial el tipo de política mayormente empleada es la de fijación de metas y objetivos, para finales del 2015, 173 países han implementado alguna política de este tipo a nivel nacional o municipal, para llevar a cabo estas metas los gobiernos utilizan mecanismos regulatorios, reducción de tributos fiscales e implementación de fondos de financiamiento públicos, estas políticas están en revisión continua y se ajustan según se vayan o no cumpliendo las metas propuestas. Sin embargo se necesita una completa

coordinación de entes y de condiciones de mercado para cumplir los objetivos, la sola promulgación de la política no garantiza su cumplimiento, por ejemplo el Reino Unido manifestó que no cumplirá su meta de 15% de participación de energías renovables de consumo final para el 2020, al igual que España tampoco cumplirá su obligación para el 2020.

Tabla 3-2: Metas en energéticos primarios y de uso final, participación 2013/2014 [62].

País	Energía primaria		Energía de uso final	
	% Actual	Meta	% Actual	Meta
EU-28			16	20%-2020 27%-2030
Brasil			39.4	45%-2030
China			11.10%	11.4%-2015 13%-2017 20%-2030
Republica Checa			13.40%	13.5%-2020
Ecuador	13.30%			
Egipto		14%-2020		
Finlandia			38.70%	25%-2015 38%-2020 40%-2025
Francia			14.30%	23%-2020 32%-2030
Alemania			13.80%	18%-2020 30%-2030 45%-2040 60%-2050
Grecia			15.30%	20%-2020
Guatemala				80%-2026
Hungría			9.50%	14.65%-2020
Irlanda			8.60%	16%-2020
Israel				13%-2025 17%-2030
Italia			17.10%	17%-2020
Japón	5.80%	14%-2030		
República de Corea		4.3%-2015 6.1%-2020 11%-2030		
Noruega			69.20%	67.5%-2020
Panamá		18.3%-2023		

País	Energía primaria		Energía de uso final	
	% Actual	Meta	% Actual	Meta
Portugal			27%	31%-2020 40%-2030
España	14.40%		16.20%	20.8%-2020
Reino Unido			7%	15%-2020
Uruguay	55%	50%-2015		

Respecto a la generación de electricidad, la gran mayoría de países han optado por políticas con metas respecto al porcentaje de participación de fuentes renovable en sus matrices de generación, ver tabla 3-3; algunos países no tienen metas a nivel nacional en cambio las tienen a nivel regional, para el caso de EEUU, sus metas son definidas por cada estado, ver tabla 3-4.

Tabla 3-3: Metas en participación de generación con fuentes renovables algunos países, 2014 [62].

País	Matriz Generación		País	Matriz Generación	
	% Actual	Meta		% Actual	Meta
EU-28	27.50%		Guatemala		80%-2030
Argentina	0.45%	8%-2016 20%-2025	India		40%-2030
Australia		23%-2020	Italia	33.40%	26%-2020
Austria	70%	70.6%-2020	Japón	12.20%	22-24%-2030
Bolivia		79%-2030	México		35%-2024 50%-2050
Brasil		23%-2030	Holanda	10%	37%-2020
Canadá	59%	Sin meta nacional	Nicaragua	56%	90%-2027
Columbia Británica		93%	Paraguay		60%-2014-2030
Nueva Brunswick		40%-2020	Perú		60%-2025
Nueva Escocia		40%-2020	Portugal	52.10%	45%-2020
Saskatchewan		50%-2030	Catar		2%-2020 20%-2030
Chile		20%-2025	Rusia		2.5%-2015 4.5%-2020
Costa Rica	99%	100%-2021	Sur África		9%-2030
Dinamarca	48.50%	50%-2020 100%-2050	España	37.80%	38.1%-2020
Ecuador	47.90%	85%-2017	Emiratos árabes		Sin meta nacional
Egipto		20%-2020	Abu Dhabi		7%-2020
Finlandia	31.45	33%-2020	Dubái		7%-2020 15%-2030

País	Matriz Generación		País	Matriz Generación	
	% Actual	Meta		% Actual	Meta
Francia	18.30%	40%-2030	Reino unido	17.80%	Sin meta nacional
Alemania	28.20%	40-45%-2025 55-60%-2035 80%-2050	Escocia		100%-2020
Grecia	21.90%	40%-2020	Uruguay	94.40%	95%-2017

Tabla 3-4: Metas en generación de fuentes renovables EEUU, por estados [62].

Estado EEUU	Meta	Estado EEUU	Meta
Arizona	15%-2025	New Hampshire	24.8%-2025
California	50%-2030	New Jersey	24.5%-2020
Colorado	30%-2029	New México	20%-2020
Connecticut	27%-2020	New York	50%-2030
Delaware	25%-2026	North Carolina	12.5%-2019
Hawaii	100%-2045	Ohio	25%-2024
Illinois	25%-2016	Oregon	25%-2025
Maine	40%-2017	Pennsylvania	18%-2020
Maryland	20%-2020	Rhode Island	16%-2019
Massachusetts	15%-2020	Vermont	55%-2017 75%-2032
Michigan	10%-2015	Washington	9%-2016 15%-2020
Minnesota	26.5%-2025	Wisconsin	10%-2015
Missouri	15%-2021	District of Columbia	20%-2020
Montana	15%2015	Northern Mariana Islands	80%-2015
Nevada	25%-2025	Puerto Rico	20%-2035

Otros países optan por establecer metas por tecnología de generación renovable como es el caso de China, ver tabla 3-5.

Tabla 3-5: Metas en generación de fuentes renovables China, por tecnología [62].

País	Tecnología	Meta
China	Solar power	150 GW - 2020 [100 GW - 2020]
	Solar PV	17.8 GW installed in 2015; 70 GW - 2017
	Wind power	250 GW - 2020 [200 GW - 2020]
	Wind power onshore	150 GW - 2017
Taipei	Electricity	4.682 GW - 2015; 8.303 GW - 2020; 12.513 GW - 2025; 17.250 GW - 2030
	Bio-power	741 MW - 2015; 768 MW - 2020; 813 MW - 2025; 950 MW - 2030
	Geothermal power	10 MW - 2020; 150 MW - 2025; 200 MW - 2030
	Solar PV	1.115 GW - 2015; 3.615 GW - 2020; 6.2 GW - 2025; 8.7 GW - 2030
	Wind power (onshore)	737 MW - 2015; 1.2 GW - 2020; 1.2 GW - 2025; 1.2 GW - 2025
	Wind power (offshore)	520 MW - 2020; 2 GW - 2025; 4 GW - 2030

Como instrumentos complementarios muchos países se valen del mecanismo de tarifas preferenciales tipo FEED-IN, ver tabla 3-6, o los sistemas de subastas, ver tabla 3-7. A medida que ganan terreno los sistemas de generación renovables a nivel mundial, las tarifas preferenciales han venido ajustándose según sea el desarrollo de sistemas de generación renovables para cada caso particular; incentivando una tecnología sobre otras o disminuyendo las tarifas, o desapareciendo para proyectos a gran escala donde se encuentre ya desarrollado un mercado maduro para estos energéticos o donde estos se desarrollen con mecanismos como las subastas; por ejemplo Alemania eliminó este incentivo para proyectos PV de 0.5-10 MW, en favor de los esquemas de subastas. Francia y Polonia, se inclinaron también por las subastas para proyectos desde 250 kW y 500KW respectivamente. Estados Unidos y Canadá han mantenido sus esquemas de tarifas preferenciales.

Tabla 3-6: Acumulado de países con tarifas tipo FEED-In [62].

YEAR	CUMULATIVE # ¹	COUNTRIES/STATES/PROVINCES ADDED THAT YEAR
1978	1	United States ²
1990	2	Germany
1991	3	Switzerland
1992	4	Italy
1993	6	Denmark; India
1994	9	Luxembourg; Spain; Greece
1997	10	Sri Lanka
1998	11	Sweden
1999	14	Portugal; Norway; Slovenia
2000	14	None identified
2001	17	Armenia; France ; Latvia
2002	23	Algeria; Austria; Brazil; Czech Republic; Indonesia; Lithuania
2003	29	Cyprus; Estonia; Hungary; Republic of Korea; Slovak Republic; Maharashtra (India)
2004	34	Israel; Nicaragua; Prince Edward Island (Canada); Andhra Pradesh and Madhya Pradesh (India)
2005	41	China; Ecuador ; Ireland; Turkey; Karnataka, Uttar Pradesh and Uttarakhand (India)
2006	46	Argentina; Pakistan; Thailand ; Ontario (Canada); Kerala (India)
2007	55	Albania; Bulgaria; Croatia; Dominican Republic; Finland; Macedonia; Moldova; Mongolia; South Australia (Australia)
2008	70	Iran; Kenya; Liechtenstein; Philippines ; San Marino; Tanzania ; Queensland (Australia); Chhattisgarh, Gujarat, Haryana, Punjab, Rajasthan, Tamil Nadu and West Bengal (India); California (USA)
2009	81	Japan ; Serbia; South Africa; Taipei (China); Ukraine ; Australian Capital Territory, New South Wales and Victoria (Australia); Hawaii, Oregon and Vermont (USA)
2010	87	Belarus; Bosnia and Herzegovina; Malaysia; Malta ; Mauritius; United Kingdom
2011	94	Ghana ; Montenegro; Netherlands; Syria; Vietnam; Nova Scotia (Canada); Rhode Island (USA)
2012	99	Jordan; Nigeria; State of Palestine; Rwanda; Uganda
2013	101	Kazakhstan; Pakistan
2014	104	Egypt; Vanuatu; Virgin Islands (USA)
2015	104	None identified
Total³	110	

Otro esquema empleado ampliamente es la medición neta, para finales de 2015, 52 países han implantado este instrumento en sus territorios. Su uso se da principalmente para proyectos a pequeña escala y de generación distribuida y suele combinarse con esquemas tarifarios de respuesta en demanda. En países como EEUU y Canadá donde este mecanismo lleva varios años en implementación, ha comenzado a revisarse concentrándose en los requisitos técnicos de conexión y en la posibilidad de introducir cargos tributarios para autogeneradores.

Tabla 3-7: Subastas de energías renovables 2015 por países [62].

COUNTRY	TECHNOLOGY	DESCRIPTION
Brazil	Bioenergy	565.23 MW awarded
	Small-scale hydropower	262.43 MW awarded
	Solar PV	1,763.1 MW awarded
	Wind power	1,177 MW awarded
China	Solar PV	1 GW tender issued
France	Solar PV	240 MW of building-mounted PV offered; 800 MW of solar PV >250 kW offered
Germany	Solar PV	500 MW offered
Iraq	Electricity	4 pilot Independent Power Producer (IPP) projects offered
Jordan	Solar PV	200 MW awarded
	Wind power	117 MW awarded
Morocco	Wind power	850 MW awarded
Peru	Electricity	1,300 GWh of biomass, wind and solar PV power offered
Russian Federat.	Electricity	365 MW of solar PV, wind and hydropower awarded
South Africa	Renewable power	1,084 MW awarded in bid round 4.5
	Bio-power	25 MW awarded in bid round 4
	Small-scale hydropower	4.7 MW awarded in bid round 4
	Solar PV	415 MW awarded in bid round 4
	Wind power	676 MW awarded in bid round 4
Turkey	Wind power	3 GW offered (42 GW bid) in April

Políticas regulatorias orientadas a cuotas mínimas obligatorias de energéticos renovables están vigentes en 26 países como, Bélgica, Canadá, India, EEUU donde la mayoría de sus estados las han implementado, a la fecha no hay nuevos territorios desarrollando esquemas similares. Ver tabla 3-8.

Tabla 3-8: Acumulado de países con esquemas de cuotas RPS 2015 [62].

YEAR	CUMULATIVE # ¹	COUNTRIES/STATES/PROVINCES ADDED THAT YEAR
1983	1	Iowa (USA)
1994	2	Minnesota (USA)
1996	3	Arizona (USA)
1997	6	Maine, Massachusetts, Nevada (USA)
1998	9	Connecticut, Pennsylvania, Wisconsin (USA)
1999	12	Italy; New Jersey, Texas (USA)
2000	13	New Mexico (USA)
2001	15	Australia; Flanders (Belgium)
2002	18	United Kingdom; Wallonia (Belgium); California (USA)
2003	21	Japan; Sweden; Maharashtra (India)
2004	34	Poland; Nova Scotia , Ontario and Prince Edward Island (Canada); Andhra Pradesh, Karnataka, Madhya Pradesh, Orissa (India); Colorado, Hawaii , Maryland, New York , Rhode Island (USA)
2005	38	Gujarat (India); Delaware, District of Columbia, Montana (USA)
2006	39	Washington State (USA)
2007	45	China; Illinois, New Hampshire, North Carolina, Northern Mariana Islands, Oregon (USA)
2008	52	Chile; India; Philippines; Romania; Michigan, Missouri, Ohio ² (USA)
2009	53	Kansas (USA)
2010	56	Republic of Korea; British Columbia (Canada); Puerto Rico (USA)
2011	58	Albania; Israel
2012	59	Norway
2013	59	None identified
2014	59	None identified
2015	61	Vermont, Virgin Islands (USA)
Total³	100	

3.3 Contexto latinoamericano

Latinoamérica es una región con relativamente poca experiencia en energías renovables, las primeras iniciativas datan de la década de los 70's a raíz de la crisis del petróleo, cuando Brasil (1975) creó el programa ProÁlcool, para el uso de biocombustibles y en Nicaragua (1977) y Costa Rica (1976) se promulgaron algunas leyes sobre geotermia.

Debido a la reducción de costos, a problemas de seguridad energética causados mayormente por fenómenos climáticos como El Niño, que afectan en gran medida a la región al depender en mayormente de la generación hídrica, al aumento de la demanda y a la posibilidad de intercambios de energía debida a la vocación exportadora de algunos países, las energías renovables han tenido un crecimiento en la región.

Como evidencia de lo anterior varios países han promulgado diversas leyes con el objeto de promover la integración de las energías renovables, destacándose el sector eléctrico como abanderado en dichas políticas. La Tabla 3-9 presenta un resumen de las políticas de energías renovables y sus características en América Latina.

Tabla 3-9: Políticas de energías renovables en América Latina [54].

Categoría	País																			TOTAL (Activo)		
	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Costa Rica	Ecuador	El Salvador	Guatemala	Guyana	Honduras	México	Nicaragua	Panamá	Paraguay	Perú	Surinam	Uruguay	Venezuela			
Política nacional	Objetivo de energías renovable	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	○	19	
	Estrategia/ley de energías renovables	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	○	11
	Ley/programa de energía térmica	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	4
	Ley/programa de energía solar	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	4
	Ley/programa de energía eólica	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	2
	Ley/programa de energía geotérmica	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	6
	Ley/programa de biomasa	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	8
	Ley/programa de biocombustibles	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	11
	Exención del IVA	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	9
	Exención del impuesto sobre los combustibles	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	6
	Exención del impuesto de la renta	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	10
	Exención nacional de impuestos locales	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	5
	Exención de impuestos sobre el carbono	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	2
	Depreciación acelerada	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	5
	Otros beneficios fiscales	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	12
	Descuento/exención en la transmisión	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	7
	Acceso a la red	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	3
	Transmisión prioritaria/dedicada	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	8
	Despacho preferente	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	5
Otros beneficios de red	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	6	
Instrumentos reguladores	Subastas	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	12	
	Tarifa regulada	■	○	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	4	
	Prima	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	3	
	Cuota	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	4	
	Sistema de certificados	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	2	
	Híbrido	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	4
	Balance neto	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	10
	Mandato de mezcla de etanol	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	7
	Mandato de mezcla de biodiesel	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	6
	Mandato solar	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	4
Finanzas	Registro	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	4	
	Cobertura de divisa	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	10	
	Fondo específico	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	9	
	Fondo elegible	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	9	
	Garantías	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	6	
	Ayudo previo a la inversión	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	11
Otros	Financiación directa	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	11	
	Energías renovables en la vivienda social	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	5	
	Energías renovables en programas de acceso rural	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	18	
	Programa de energías renovables en cocinas	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	4	
	Requisitos de contenido local	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	5	
	Normativa medioambiental especial	■	■	■	○	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	5
	Nexo alimentos/bioenergía	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	4
Requisitos sociales	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	5	

Activo ■ ; Expirado, sustituido o inactivo □ ; Nivel subnacional ● ; En desarrollo ○

Como se puede observar de los 20 países analizados¹⁷, 19 poseen una política con objetivos y metas puntuales de MW o MWh, en materia de integración de energías renovables; ver Tabla 3-10. 10 de ellos poseen alguna ley de renovables o estrategia específica dentro de los cuales están Argentina, Belice, Chile, Colombia, Honduras, México, Nicaragua, Panamá, Perú y Uruguay; Venezuela se encuentra desarrollando una. Algunos países en lugar de una ley general poseen una ley específica para cada tipo de renovable entre ellos están Brasil, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala y Paraguay.

Tabla 3-10: Objetivos de energías renovables en América Latina [54].

País	Objetivo
Argentina	• 8% de la generación de electricidad en 2016
Belice	• 50% de la generación de electricidad • 15 MW adicionales en hidroeléctricas en 2033 • 5 MW de generación a partir de residuos sólidos
Bolivia	• 183 MW de capacidad renovable en 2025 • Aumento del 10% de la energía renovable en el mix en 5 años • 120 MW en geotérmica
Brasil	• 42,5% del suministro de energía primaria en 2023 • 86,1% de la matriz de generación de electricidad en 2023
Chile	• 20% de la generación de electricidad en 2025 • 45% de la nueva capacidad hasta 2025
Colombia	• 6,5% de la electricidad en 2020, excluidas las grandes hidroeléctricas
Costa Rica	• 28,2% de la energía primaria en la década de 2020 • 97% de la electricidad en 2018
Ecuador	• 90% de la electricidad en 2017 • 4,2 GW en hidroeléctrica en 2022 • 277 MW de otras fuentes distintas de la hidroeléctrica en 2022
El Salvador	• En 2026: eólica 60 MW, solar PV 90 MW, térmica solar 200 MW, geotérmica 60-89 MW, pequeñas hidroeléctricas (<20 MW) 162,7 MW, biomasa 45 MW y biogás 35 MW
Guatemala	• 60% de la electricidad en 2022 • 80% de la electricidad a largo plazo • 500 MW a largo plazo
Guyana	• Objetivo CARICOM: 20%, 28% y 47% de la electricidad renovable para los años 2017, 2022 y 2027 respectivamente

¹⁷ IRENA, 2015.

País	Objetivo
Honduras	<ul style="list-style-type: none"> • 60% de la electricidad en 2022 • 80% de la electricidad en 2034 • 25% más de hidroeléctrica en 2034
México	<ul style="list-style-type: none"> • Energía limpia¹: 24,9% en 2018, 35% en 2024, 40% en 2035 y 50% en 2050 • En 2018: 13 030 MW en hidroeléctrica, 8 922 MW en eólica, 1 018 MW en geotérmica, 748 MW en bioenergía y 627 W en solar
Nicaragua	<ul style="list-style-type: none"> • 94% de la electricidad en 2017
Panamá	<ul style="list-style-type: none"> • 706 MW en hidroeléctrica en 2023
Perú	<ul style="list-style-type: none"> • 6% de generación de electricidad en 2018 (excluyendo hidroeléctricas) • 60% de generación de electricidad en 2018 (incluyendo hidroeléctricas)
Surinam	<ul style="list-style-type: none"> • Objetivo CARICOM: 20%, 28% y 47% de la electricidad renovable para los años 2017, 2022 y 2027 respectivamente
Uruguay	<ul style="list-style-type: none"> • 50% de la energía primaria en 2015 • 90% de la electricidad en 2015
Venezuela	<ul style="list-style-type: none"> • 613 MW adicionales de capacidad de electricidad renovable en 2019, de los cuales 500 MW son energía eólica

Se han identificado 16 países, Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Guyana, Honduras, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú y Uruguay; que han implementado como estrategia diferentes esquemas de incentivos fiscales como exenciones de IVA, depreciación acelerada de activos, exenciones de aranceles de importación, reducción de otros impuestos locales, reducción de renta, exención de impuestos sobre venta de energía etc. Estos beneficios normalmente se aplican a servicios, CAPEX y OPEX de proyectos renovables. En algunos casos se han creado nuevos impuestos en función del energético a explotar como por ejemplo el impuesto para el vapor geotérmico y superficies en Nicaragua y los cargos tributarios a proyectos de generación hidroeléctrica.

13 Países han implementado estrategias de preferencias de acceso a las redes, estas incluyen tarifas preferenciales por uso de las redes de transmisión, despacho preferente, transmisión dedicada o prioritaria, exoneración de respaldo de energía firme, exoneración de pago de pérdidas de transmisión (Panamá) o la obligación de incluir en los planes de expansión recursos energéticos renovables (Perú). México creó un programa llamado "Open Season (Temporada Abierta)" el cual consiste en realizar una coordinación voluntaria entre agentes generadores, la empresa pública CFE, y el regulador energético CRE, para que los generadores de energía renovable se comprometan a construir sus

plantas en alguna región con potencial de desarrollo, de manera coordinada, de forma tal que entren en operación en fechas similares, así la CFE podría financiar la construcción de las líneas de transmisión necesarias para transportar la energía renovable hasta los centros de consumo, dando viabilidad económica a los proyectos.

Dentro de la categoría de instrumentos reguladores la región ha implementado varias estrategias, destacándose las subastas¹⁸ como el instrumento más utilizado en Latinoamérica. Dentro de los países que lo emplean se encuentran Argentina, Belice, Brasil, Chile, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua, Panamá, Perú y Uruguay. Estas subastas pueden ser orientadas a proyectos de energía renovables únicamente (Salvador) o a proyectos con cualquier tipo de energético y cualquier tecnología (Brasil, Belice), pueden adjudicar capacidad de generación en MW (Uruguay) o cuota de energía en MWh (Perú), o combinaciones de renovables y no renovables. En algunos casos la subasta es dirigida a un proyecto específico, si este es de interés nacional, este enfoque se ha empleado en Brasil, Chile para grandes proyectos hidroeléctricos y en Nicaragua para las concesiones geotérmicas. Dentro de los inconvenientes detectados con este mecanismo se tiene el riesgo asociado a las ofertas, cuando los oferentes pujan con un precio excesivamente bajo para ganar la subasta y posteriormente no pueden culminar el proyecto; para evitar esto actualmente se solicitan diversos tipos de garantías financieras que aseguren la culminación del proyecto; pueden ser especificados en términos de porcentaje del valor total del proyecto, o en porcentajes de los ingresos futuros estimados o en valores relacionados con la capacidad en MW.

¹⁸ Las subastas son procesos de contratación mediante licitación competitiva de electricidad procedente de energías renovables o en la que pueden participar las tecnologías de energías renovables. El producto licitado puede ser capacidad (MW) o energía (MWh). Los promotores de los proyectos que participan en la subasta presentan una oferta con un precio por unidad de electricidad por el que son capaces de realizar el proyecto. El gobierno evalúa las ofertas en base al precio y otros criterios y firma un contrato con la empresa adjudicataria, por lo general un acuerdo de compra de energía a largo plazo (PPA, por sus siglas en inglés), por lo general 10 a 30 años [54].

Las tarifas reguladas¹⁹ son otro instrumento implementado en América Latina, sin embargo, no ha tenido el impacto deseado debido principalmente a que la señal de precio no constituyó suficiente incentivo para que inversionistas privados se interesaran por desarrollar proyectos de energías renovables, a diferencia de otras regiones ya que es el instrumento de mayor uso a nivel mundial. Argentina comenzó a usarlo en 1998 y lo modificó posteriormente en 2006, Brasil inició su aplicación con mayor éxito en 2001 con la tarifa PREOLICA modificado en 2002 con PROINFA, tarifa regulada para energía eólica, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas; Ecuador implemento este mecanismo en 2000 donde estuvo vigente hasta el 2014, al inicio las tarifas incluían todas las tecnologías renovables, al final solo proyectos de biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas. Actualmente en ninguno de esto tres países está vigente este mecanismo. Uruguay estableció una tarifa regulada en 2010 para proyectos de biomasa, actualmente está revisando el sistema. Nicaragua comenzó a implementar este mecanismo en 2005 para energía eólica y pequeñas centrales hidroeléctricas, actualmente está vigente. Perú utiliza algunos elementos de este mecanismo en las subastas energéticas. Bolivia se encuentra desarrollando un esquema para aplicar en el corto plazo y Costa Rica ha comenzado a considerar la posibilidad de implementarlo para proyectos de energía solar fotovoltaica a gran escala.

Los sistemas de certificados²⁰ es un instrumento que en América Latina que solo lo están aplicando Chile quien emplea el mecanismo solamente para generación de energía a partir de fuentes de renovables y México el cual desarrolló el sistema para varias fuentes

¹⁹ Las tarifas reguladas son instrumentos reguladores que permiten la compra garantizada a una tarifa específica (en general por encima del precio de mercado) a los productores elegibles que producen electricidad a partir de fuentes de energía renovables durante un período de tiempo específico (p.ej. 20 años). El diseño de la tarifa puede cubrir, entre otras cosas, la tecnología, la capacidad instalada, los precios de la electricidad y el coste general. Así, las tarifas reguladas en algunos países están diseñadas con mecanismos de reducción progresiva para compensar la reducción de los costes de generación (IRENA, 2014).

²⁰ Los sistemas de certificados se basan en el principio de fijación de un cupo (absoluto o relativo) de electricidad a partir de fuentes de energía renovables que deben satisfacer las distintas partes (p.ej., generadores, distribuidores, consumidores). Esto se consigue creando un sistema de certificados de energías renovables comercializables, donde a los productores de energías renovables se les conceden certificados de acuerdo con su producción. Después, los productores pueden vender esos certificados, que son canjeados por los compradores para cumplir sus requisitos de cupo. Los elementos de diseño específicos son particulares para cada jurisdicción, e incluyen aspectos como tecnologías elegibles, períodos de cumplimiento, posibilidad de banking, etc [54].

de energía limpia lo que incluye, renovables, cogeneración, energía nuclear, y generación a partir de combustibles fósiles con tecnología de captura y almacenamiento de carbono CAC y otras tecnologías bajas en emisiones de CO₂. A falta de un sistema de mercado completamente desarrollado en la región no se prevé que este instrumento vaya a desempeñar un papel importante en el desarrollo y promoción de renovables en Latinoamérica.

Otro instrumento utilizado es el balance neto y auto consumo²¹, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Panamá y Uruguay, han promulgado leyes que utilizan este método para promover las energías renovables. Este instrumento está dirigido a pequeños y grandes usuarios y en términos generales es aplicado de forma particular en cada país ya que debe ajustarse a la legislación regional para permitir estos intercambios.

La financiación es de vital importancia para la integración de estas fuentes de energía, por ello varios países han creado diversos tipos de fondos, con el objeto de facilitar el acceso financiero, cada país determina de forma particular la manera de obtener las provisiones para estos, sin embargo los recursos más comunes son contribuciones públicas, impuestos específicos, tasas y multas, subvenciones cruzadas, donaciones de socios internacionales de desarrollo, activos heredados, y ventas de empresas públicas. La Tabla 3-11 presenta un listado de los fondos en América Latina.

La financiación directa en forma de subsidios, subvenciones, contratación directa o emisión de acciones o activos de deuda constituyen otro instrumento utilizado por los gobiernos, justificado al considerar este tipo de proyectos como un medio para lograr el desarrollo económico de comunidades, reducción de la tasa de desempleo, reducción de la pobreza etc. 11 países emplean esta estrategia actualmente, Argentina, Brasil, Chile,

²¹ Las políticas de balance neto y autoconsumo permiten a los consumidores generar su propia electricidad a partir de fuentes de energía renovables, y contribuir con una inyección extra de energía a la red general, ya sea para compensar el consumo futuro, ya sea para percibir una remuneración en base a los términos contractuales en vigor. Los elementos específicos de diseño incluyen, entre otras cosas, directrices de conexión, términos de remuneración, banking, plazos de compensación, generación externa, costes y pérdidas de transmisión y régimen fiscal [54@]

Ecuador, Guyana, México, Nicaragua, Panamá, Perú, Uruguay y Venezuela. Se estima que este tipo de esquema juegue un papel preponderante en la integración de las energías renovables en la región.

Tabla 3-11: Financiación pública para energías renovables en América Latina [54].

País	Sector	Entidad / Fondo
Argentina	Electricidad	Fondo de energías renovables de Misiones (subnacional)
	Biocombustibles	Fondo de energías renovables de Misiones (subnacional)
Brasil	Electricidad	Banco Nacional de Desarrollo (BNDES) de Brasil; Fondo de Desarrollo Energético (CDE); Inova Energía
	Biocombustibles	BNDES; PRORENOVA
	Usos Térmicos	BNDES; PROESCO
	Acceso a la energía	BNDES; RGR; CDC
Chile	Electricidad	Soporte para el desarrollo de energías renovables no convencionales
	Acceso a la energía	Fondo de acceso a la energía
Colombia	Electricidad	FENOGE
	Biocombustibles	Fondo Capital Riesgo
	Acceso a la energía	FAZNI
Ecuador	Electricidad	FEISEH (finalizado)
	Acceso a la energía	FERUM
El Salvador	Acceso a la energía	FINET
Guatemala	Acceso a la energía	Fondo del Plan de Electrificación Rural
Guyana	Electricidad	Fondo de Inversión para REDD+ de Guyana (GRIF)
	Acceso a la energía	
Honduras	Electricidad	Fondo de la ley de incentivos para renovables; Fondo de preinversión de hidroeléctricas (caducado)
México	Electricidad	Fondo para el uso de electricidad sostenible y transición de la energía; Fondo de sostenibilidad de la energía; Fondo mexicano del petróleo
Nicaragua	Electricidad	Fondo de Desarrollo de la Inversión Energética
	Acceso a la energía	Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica (FODIEN)
Paraguay	Biocombustibles	Fondo del biodiesel
Perú	Acceso a la energía	Fondo para la Electrificación Rural (FONER)
Uruguay	Usos Térmicos	Banco Hipotecario del Uruguay (BHU)

3.4 Políticas Alemania[56]

Alemania es líder y referente mundial en integración de energías renovables, sus políticas han logrado cumplir las metas propuestas para incrementar la participación y diversificación de energías limpias dentro su matriz de generación, también han ayudado en la reducción de gases de efecto invernadero, seguridad energética y desarrollo tecnológico.

La crisis del petróleo de la década de los 70's llevó al país a reflexionar sobre su situación energética, su dependencia de los combustibles fósiles y de la energía nuclear, lo anterior junto con las metas propuestas por la unión europea en reducción de gases de efecto invernadero ayudó a poner a las energías renovables en el centro del debate nacional. Sin embargo no fue sino hasta la década de los 90's cuando se comenzó a promulgar políticas para su desarrollo. Para el año 2000 decidieron apagar todas las plantas de energía nuclear, esta decisión fue ratificada en abril de 2011 a raíz del accidente de la planta de Fukushima, Japón.

Dejar de lado la energía nuclear ha sido una discusión controversial entre diferentes sectores políticos desde la década de los 80's hasta el año 2000, sin embargo esta medida recibió el apoyo y consenso nacional cuando en 2000 se promulgó su política marco Energiewende ("energy transition"), la cual se basa en los siguientes pilares fundamentales:

- Reestructuración de las plantas de combustibles fósiles
- Rápida expansión de las energías renovables y su integración al sistema energético
- Energía eólica como componente central
- Expansión de las redes eléctricas
- Redes inteligentes y facilidades de almacenamiento de energía
- Eficiencia energética en edificios
- Iniciativas europeas para eficiencia energética
- Compras eficientes
- Costos eficientes

Esta política contribuyó para que se concretara un plan para el apagado de las plantas de energía nuclear que se estima termine en el año 2022, este se basa en dos componentes centrales, energías renovables y eficiencia energética como remplazo de la generación nuclear. La Figura 3-1 muestra el histórico de las principales leyes de energías limpias y la producción de energía eléctrica. La tabla 3-12, muestra las leyes y principales hitos en el tiempo del sistema alemán.

Figura 3-1: Principales actos legislativos energía nuclear y renovable 1970-1925 [56].

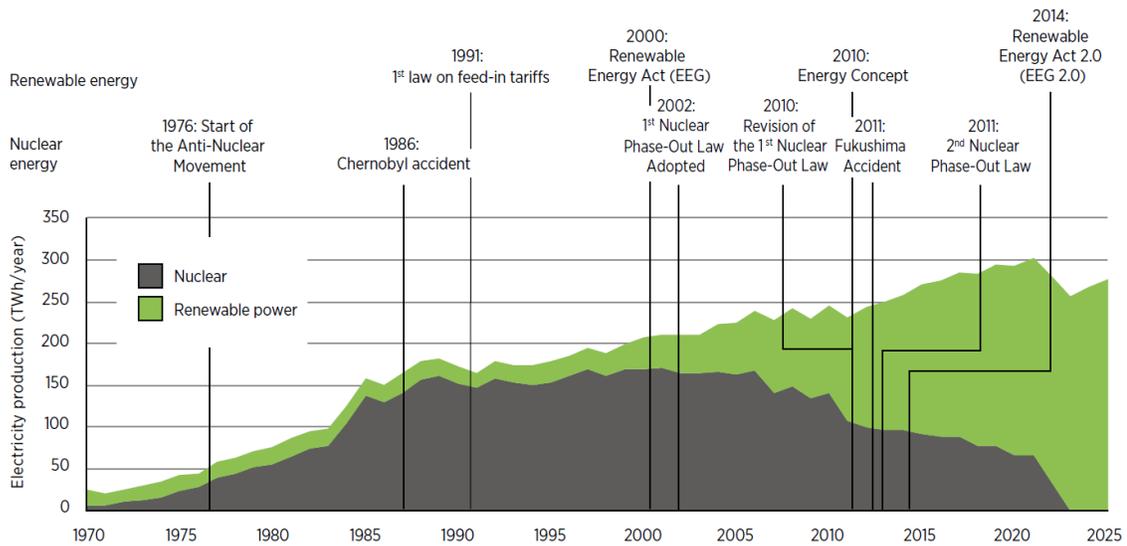


Tabla 3-12: Sistema Alemán leyes y principales hitos [56].

Año	Leyes y principales hitos
1991	Germany's first law on feeding renewable energy into the electricity grid enters into force on 1 January (Stromeinspeisungsgesetz = Electricity Feed-in Law).
1992	Germany is among the 154 countries to sign the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) in Rio de Janeiro, Brazil.
1998	Germany signs the Kyoto Protocol, committing the country to a 21% reduction in greenhouse gas emissions.
1998	The German Energy Industry Act (Energiewirtschaftsgesetz) comes into force and is directed towards power market liberalisation and implementing the EU directive concerning common rules for the internal market in electricity
2000	The Renewable Energy Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz, or EEG) is adopted, serving as the basis for today's renewable energy support mainly by stipulating feed-in tariffs that enable grid operators to directly pass through costs to consumers.
2002	Germany passes the Nuclear Energy Act, aimed at reducing dependence on nuclear energy.
2005	The EU ETS starts, as part of the EU's efforts to fulfil Kyoto commitments on emission reductions. It covers around 45% of the EU's greenhouse gas emissions. In 2020, emissions from sectors covered by the EU ETS will be 21% lower than in 2005.
2007	Germany decides on key points of an integrated energy and climate programme.

Año	Leyes y principales hitos
2008	The German government adopts its adaptation strategy to climate change, which lays the foundation for a medium-term process to progressively identify the effects of global climate change, assess the risks, and develop and implement adaptation measures.
2009	The EU agrees on a comprehensive climate and energy package, “Energy 20-20-20”, with targets for emission reduction, energy efficiency and renewable energy deployment to 2020.
2009	The EU renewable energy directive, as part of the Energy 20-20-20 package, is adopted. It sets mandatory national targets consistent with a 20 % share of energy from renewable sources and a 10 % share of energy from renewable sources in transport in EU energy consumption by 2020. All EU member states are required to adopt National Renewable Energy Action Plans (NREAPs), setting out Member States’ national targets for the share of energy from renewable sources consumed in transport, electricity, and heating and cooling in 2020.
2010	The German government adopts an ambitious “Energy Concept” which lays down the main strategic targets of the country’s long-term energy and climate policy (to 2050).
2011	Building on the “Energy Concept”, a package of legislation accelerates the transformation of the German energy system. It includes phasing out nuclear energy by 2022, with some nuclear plants shutting down already in 2011.
2011	The EU publishes its Energy Roadmap 2050, outlining an 80-95% emission reduction target by 2050, among others.
2012	The EU adopts its latest energy efficiency directive, which establishes a common framework of measures to promote energy efficiency in order to ensure achievement of the EU’s 20% by 2020 energy efficiency target and to pave the way for further energy efficiency improvements beyond that date.
2014	The EEG requires a major reform to steer development and support of renewables while reducing costs and to distribute the financial burden through improved market integration. The reform is driven by changing market conditions, due in part to the faster-than-expected declines in the costs of many renewables, but also by European dynamics.
Oct 2014	The EU sets goals for by 2030 of reducing greenhouse gas emissions by 40%, increasing the share of renewables to at least 27% and fostering continued improvements in energy efficiency.
Oct 2014	Germany’s BMWi releases the “Green Paper”, An Electricity Market for Germany’s Energy Transition, to provide the basis for decisions to be taken in 2015.
Dec 2014	The German government agrees on the NAPE, which aims to increase energy efficiency, combining economic incentives, regulation, and improved information and advisory services.
Jul 2015	Building on feedback received for its “Green Paper”, BMWi releases a “White Paper” that advocates an “electricity market 2.0”.

Se observa como aproximadamente hasta 1990 la generación nuclear estuvo en aumento mientras que la renovable permanecía en un nivel bajo y casi constante, entre los años 1990 y 2000, esta tendencia cambia y la energía nuclear permanece constante mientras comienza a incrementarse suavemente la renovable, de 2000 a 2010 la nuclear comienza a decrecer su participación mientras la renovable aumenta a causa de las nuevas políticas (EEG). A partir de 2010 por causa del “Energy Concept”, esta tendencia aumenta y las renovables principalmente eólica aumentan su participación en mayor

escala mientras que se aceleran los planes para el apagado de las plantas de generación nuclear.

Alemania ha tenido un alto crecimiento en capacidad de generación con renovables, históricamente lo ha logrado a través de políticas de tarifas tipo FEED-IN; establecidas desde 1990, esta tendencia se incrementó en 2000 con el Energy Act o EEG, ahora se comienzan a analizar nuevas herramientas como tarifas FEED-IN Premium y sistemas de subastas. La Tabla 3-13 nos muestra las principales características del EEG.

Tabla 3-13: Sistema Alemán puntos clave EEG [56].

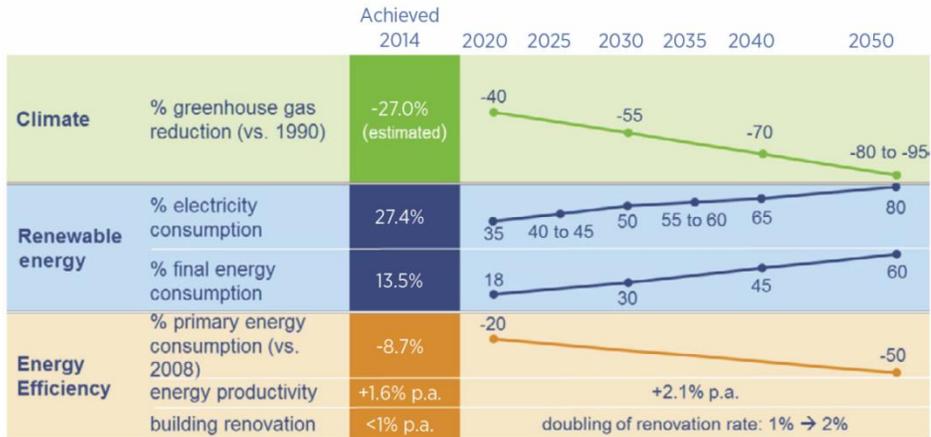
Puntos clave de EEG	
Acceso a la red	Fuentes renovables tienen prioridad de acceso a la red
	Electricidad de fuentes renovables tiene prioridad en los sistemas de transmisión y distribución
	Transición hacia un mercado integrado de energías renovables: - Pago de tarifa Premium fija adicional por cada kWh proveniente de fuentes renovables, adicional al precio del mercado - Las tarifa Premium son un incentivo para las fuentes renovables de vender energía cuando el precio de mercado es alto
Pagos	Tarifas diferenciales según fuente de energía y tamaño de planta - Ventajas: no sobre estímulos a tecnologías baratas; estímulos para nuevas tecnologías en desarrollo
Financiamiento presupuesto	Costos compartidos e independencia de los presupuestos gubernamentales - Contribución por EEG: los usuarios vía tarifa pagan la diferencia entre el precio de mercado y la tarifa FEED-IN pagada a los generadores - Para grandes consumidores industriales (específicos), que están expuesto a la competencia de mercado pagan una tarifa reducida - Análisis de regresión anual para las tarifas con el objeto de organizar un mercado de trasmisión autosuficiente de energía renovable

3.4.1 Política Energy Concept

Esta política promulgada en septiembre de 2010, fue clave para trazar una hoja de ruta para eliminar la dependencia de combustibles fósiles e introducir a Alemania en la era de la energía limpia y renovable. Su objetivo principal es: *convertir el sistema energético alemán en uno de los más eficientes a nivel mundial, sustentable y con baja dependencia del carbón, manteniendo la seguridad energética y la confiabilidad, mientras disfruta de una competitividad de precios de energía y un alto nivel de prosperidad.* La figura 3-2

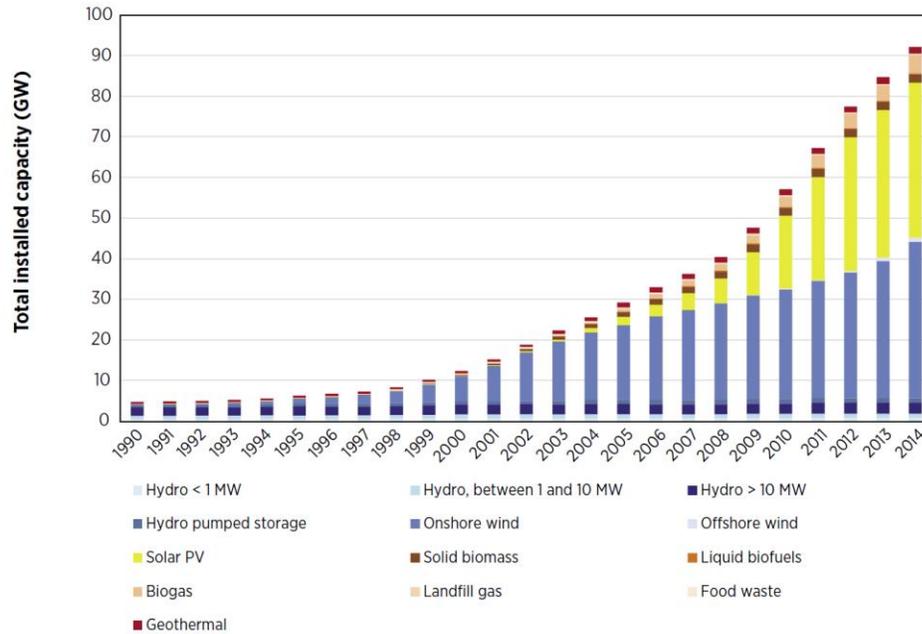
muestra las metas propuestas en relación con el clima, energías renovables y eficiencia energética.

Figura 3-2: Metas Energy Concept [56].



Fruto de estas políticas la capacidad instalada alemana en energías renovables creció en un factor de 7 entre 2000 y 2013, pasando de 12.3 GW a 85 GW; este crecimiento está compuesto mayormente por plantas eólicas onshore, fotovoltaicas y varia formas de biomasa. Ver figura 3-3. Por ejemplo las plantas onshore eólicas han crecido con una tasa de 2000MW anuales por más de una década, aunque no sin oposición, parte de la ciudadanía generalmente los que estarían más cerca por ende más afectados se han opuesto a este tipo de proyectos.

Figura 3-3: Crecimiento capacidad instalada generación eléctrica con fuentes renovables [56].

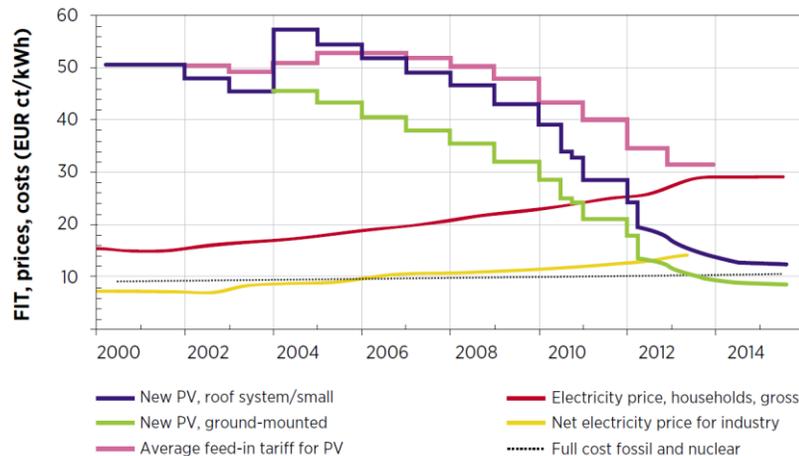


Actualmente la generación hidroeléctrica casi llega a su potencial, la generación de biomasa presenta buenas perspectivas de crecimiento, mientras que el mercado para planta eólicas onshore se considera un mercado maduro con tasas de crecimiento de un dígito, mientras que las plantas solares han mostrado tasa de crecimiento de dos dígitos por más de una década pero actualmente están creciendo de forma más lenta. La generación eólica offshore ha cambiado su tendencia y ha incrementado su crecimiento, en 2015 ha incorporado 2.1 GW de capacidad instalada. Sin embargo, la regulación ha comenzado a dar un cambio hacia el sistema de subastas, en 2015 se efectuaron tres subastas para plantas solares PV de 10kW hasta 10 MW, donde el precio de la subasta parece ser mejor que el precio de la tarifa FEED-IN reflejando los costos expresados por los operadores, quienes se venían quejando que las tarifas anteriores eran muy bajas. El precio de la subasta rondo los 4 EU por kW, pudiendo reducirse a 2 EU por kW si el constructor ya cuenta con permiso para la construcción.

Luego de 14 años el EEG ha requerido ajustes en su modelo, debido principalmente al cambio de las condiciones de mercado, a la interacción del sistema energético mediante intercambios internacionales, a la maduración de las tecnologías y a la economía de escala que han permitido un decrecimiento en el costo particularmente en sistemas PV y

eólicos lo que a su vez impulso una tendencia a la baja en las tarifas estímulo FEED-IN, aunque en menor medida. La grafica 3-4, muestra la evolución de las tarifas y precios en el tiempo para sistemas fotovoltaicos.

Figura 3-4: Tarifas FEED-IN, costos, y precios para sistemas PV [56].



Lo ajustes incluyen principalmente:

- Coordinación para aumentar la capacidad instalada: actualmente se analizan los datos anuales, si la meta en una tecnología se cumple, las tarifas FEED-IN bajan, si la meta no se cumple las tarifas FEED-IN suben, para estimular su crecimiento.
- Planeamiento: a través de los cargos FEED-IN se estimula la tecnología de interés según los planes de expansión. Tabla 3-14. Muestra la tarifa a remunerar según tecnología.
- Precisión: se modificaron las tarifas a remunerar a los generadores en función de la región de localización del proyecto, con el objeto de no concentrar toda la capacidad en una misma área sino distribuirla por todo el territorio.
- Distribución de la carga tarifaria: el costo de todo el sistema lo pagan los usuarios con tarifas "Pass-through". Debido a que un gran número de usuarios paso de consumidor neto a generador neto disminuyendo la energía transportada por la red, se definió un cargo adicional para los autogeneradores con el objeto de balancear el sistema y no recargar a los usuarios consumidores. También se creó una tarifa especial más baja para los grandes usuarios industriales para no afectar su competitividad.

- Mercado: negociaciones directas en el mercado relacionado con tarifas FEED-IN Premium. Para promover la integración se estableció la obligación de negociación en el mercado de forma directa independiente de la tarifa, esto aplica para plantas mayores a 100 kW.

Tabla 3-14: Tarifa a remunerar FEED-IN, por tecnología [56].

Tecnología	Rango capacidad instalada	Remuneración en EU ct/kWh	Regresión
Hidráulica	-	3.50-12.52	-0.5%/año desde 2016
Basureros, aguas residuales, minas de gas	-	3.80-8.42	-1.5%/año desde 2016
Biomasa	100 MW neto	5.82-23.73 (dependiendo de combustible y tamaño)	-0.5% cada 3 meses desde 2016
Geotérmica	-	25.2	-5%/año desde 2018
Eólica onshore	2400-2600 MW neto	Estándar 8.90 por 5 años mínimo 4.95	-0.4% cada cuarto desde 2016
Eólica offshore	-	Tarifa inicial 15.40 por 12 años mínimo Opción: 19.40 por 8 años mínimo, si es instalada antes de 2020 mínimo 3.90	Tarifa estándar:-0.5 ct/kWh en 2018 1 ct/kWh en 2020, -0.5 ct/kWh/año en 2021 Opción: -1ct/kWh en 2018
Solar PV	2400-2600 MW bruto	9.23-13.15 más el cargo por subasta para aplicaciones en tierra	-0.5%por mes

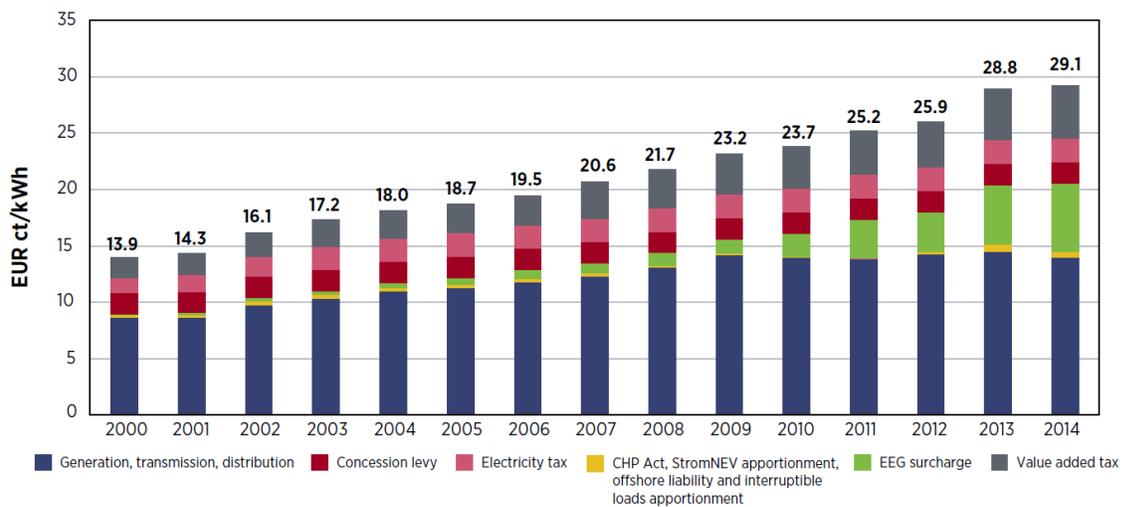
Respecto a las redes, hasta hace una década atrás el sistema eléctrico alemán estaba compuesto por grandes plantas hidroeléctricas y térmicas despachadas centralmente. Las nuevas políticas cambiaron el panorama forzando el sistema hacia la generación distribuida con muchos agentes, principalmente alimentada con fuentes renovables como eólica y solar PV, las cuales presentan diferentes características técnicas que implican un impacto sobre las redes de transmisión y distribución. Esto obligo a una actualización del sistema, se requirió redes más flexibles en suministro y manejo, más dinámicas, con elementos inteligentes, que puedan manejar planes de respuesta en demanda y sistemas de almacenamiento de energía etc. Los sistemas de generación también se adaptaron haciéndose más flexibles ante contingencias.

Respecto a la planeación y expansión del sistema, los operadores de los sistemas de transmisión deben presentar sus planes de expansión cada año, con un horizonte de tiempo de 10 años, estos planes son aprobados por el gobierno el cual decide cual es la prioridad del sistema y somete a consultas con las comunidades por donde van a pasar estos proyectos con el objeto de desarrollar el proyecto que genere menor impacto tanto a la gente como al medio ambiente.

3.4.2 Costos y tarifas Energiewende

Las tarifas de energía tienen un componente de generación, transmisión y distribución, más un impuesto de concesión, otro impuesto sobre la electricidad, una tasa por el EEG y finalmente en IVA de 19%. El cargo por EEG en 2014 fue en promedio de 6.24 ct/kWh, los usuarios industriales que son grandes consumidores de energía que operen en mercados internacionales de competencia están exentos de este cargo como medida para incentivar su competitividad. Hasta el 2009 las grandes plantas hidráulicas y térmicas fueron responsables del componente de generación de la tarifa, a partir del 2010 está tendencia cambio y este cargo a hora es manejado por las energías renovables lo que causó una reducción de 5.11 ct/kWh en 2011 a 3.79 ct/kWh en 2014, sin que ello implique una reducción en la tarifa al usuario final debido a la carga tributaria, esto se puede ver en la Figura 3-5.

Figura 3-5: Componentes tarifas de energía hogares en Alemania [56].



La tarifa promedio para el año 2014 estuvo compuesta por 13.9 ct/kWh en generación, transmisión y distribución, el 52% restantes correspondió a impuestos y cargos, 15.2

ct/kWh. Se puede observar que la tarifa desde al año 2000 hasta el 2014 se ha casi doblado siendo el componente de más peso la carga tributaria.

Respecto de la operación del sistema, los generadores reciben una tarifa fija FEED-IN como remuneración por cada kWh, los operadores del sistema de transmisión deben vender toda la energía privilegiando las renovables al mercado, como alternativa los generadores pueden comercializar directamente su energía en un mercado Premium, la diferencia en el precio del mercado y la tarifa FEED-IN, representa el cargo adicional EEG, estos costos son asumidos por los consumidores. Esto últimos pueden disminuir su factura implementado medidas de eficiencia energética que reduzcan su consumo para ser objeto de una remuneración en función del ahorro. Aunque la transición hacia las energías limpias ha implicado un aumento en la tarifa debido a los cargos adicionales requeridos para pagarle a los generadores la tarifa fija, los consumidores han apoyado la medida y están mayormente de acuerdo con el pago de estos incrementos, este es uno de los mayores éxitos logrados por la política “Energywende”, conseguir el apoyo de la ciudadanía la cual está comprometida con las medidas para mitigar el cambio climático.

3.4.3 Diseño de mercado

Alemania tiene 4 operadores de sistemas de transmisión, 900 operadores de sistemas de distribución y 800 agentes responsables de balancear el sistema, cada operador tiene su propia tarifa, el regulador define la tarifa que le corresponde a cada uno. Alemania tiene 4 tipos de mercados:

- Un mercado planeado con horizonte de tiempo de dos a tres años
- Un mercado de optimización con horizonte de tiempo de 24 horas
- Un mercado de corrección diario horizonte 15 minutos
- Un mercado residual de balanceo

En 2013 el país tenía 83 GW de demanda pico, 160 GW de capacidad instalada, de los cuales 100GW corresponden a energías convencionales y 60 GW a fuentes renovables. Se espera reducir la participación de fuentes convencionales a 77 GW para el 2025.

Estudios han evidenciado que se requiere una señal más fuerte para ampliar la capacidad de reserva del sistema eléctrico, hasta el momento el solo mercado eléctrico

no ha dado suficientes incentivos para incrementar la capacidad de reserva, por tanto se está estudiando la posibilidad de crear un mecanismo para incentivar a los inversionistas a construir plantas nuevas de reserva que serían utilizadas en momentos de demanda pico o cuando el sistema lo requiera, estas plantas serían remuneradas por medio de un cargo adicional pagado por los usuarios para los momentos en que no se requiera su operación. Esto ha abierto todo un debate ya que otros sectores piensan que el mercado eléctrico debe tener las herramientas necesarias para que por sí solo de las señales de expansión del sistema, un mecanismo alterno para remunerar esta nueva capacidad pudiera distorsionar el precio del mercado. Por tanto el reto hacia el futuro es como diseñar un mecanismo que permita tener esa capacidad adicional requerida. Estos son los temas que se están estudiando dentro de la reforma llamada “electricity market 2.0”.

Otro tema incluido en esta nueva reforma implica medidas adicionales de respuesta en demanda, debido a que el país tiene recursos energéticos limitados es conveniente que a través de estas medidas se retrase la inversión en nuevas capacidades tanto de líneas como de plantas nuevas de generación. La creación de un mercado de almacenamiento de energía es otra medida bajo estudio, se ha pensado implementar mecanismos que remuneren en función de la tecnología utilizada, ya sea bombeo de agua, baterías, sistemas de calor /frio, o capacidad de potencia de reserva en plantas nuevas de generación renovable.

Alemania lidera la iniciativa de la integración y creación de un mercado europeo de electricidad, argumenta que incrementaría la competitividad de la región al tiempo que mejoraría la flexibilidad y la seguridad de la operación, el reto a futuro es integrar la operación técnica de los diferentes sistemas de transmisión así como la armonización de la regulación legal dentro de los países que hacen parte de la unión europea.

3.4.4 Aspectos positivos y negativos Energywende

Como toda política, existen sectores a favor y en contra, sus principales argumentos se resumen a continuación.

Al analizar en retrospectiva “Energywende” le ha traído Alemania los siguientes beneficios:

- 27.4% de participación de las energías renovables
- Una red eléctrica de las mejores del mundo en términos de seguridad y confiabilidad, comprobado por la inclusión de planes de generación renovables sin problemas mayores.
- Un desarrollo de un mercado de energía sostenible en el tiempo, y con costos eficientes
- Cumplimiento de las metas de eficiencia energética
- Cumplimiento de las metas de disminución de gases de efecto invernadero
- Desarrollo de empleo con la creación de 371000 nuevos trabajos en 2013

Como aspectos negativos sectores opositores destacan:

- Aspecto social: “Energywende” incrementó las tarifas de energía y llevó a los pobres a financiar los paneles solares de los ricos.
- Procedimiento: El gobierno sobre reaccionó ante el accidente de Fukushima y se apresuró con la medida de apagado de centrales nucleares, poniendo en riesgo la seguridad de suministro eléctrico del país. Además de no comunicarla con los países vecinos.
- Cultural: “Energywende” crece el descontento por la política que fue impuesta desde el gobierno. La medida de apagar las plantas nucleares se aprobó aprovechando la angustia del pueblo alemán.
- Aspecto económico: “Energywende” es una carga para la economía alemana pues incrementa el costo de la energía eléctrica lo que implica la desindustrialización del país. Las energías renovables reciben demasiados subsidios mientras que las energías convencionales deben jugar bajo reglas de mercado. Los problemas que enfrentan las empresas de servicios públicos (RWE, EON), son un indicador de los problemas de la política.
- Aspectos técnicos: el apagado de las plantas nucleares pone en riesgo la seguridad de suministro de energía y aumenta las importaciones de energía. Las plantas renovables afectan la estabilidad de la red del país y la de los vecinos. Alemania descarga sobre los sistemas de sus vecinos el exceso de generación eólica y solar,

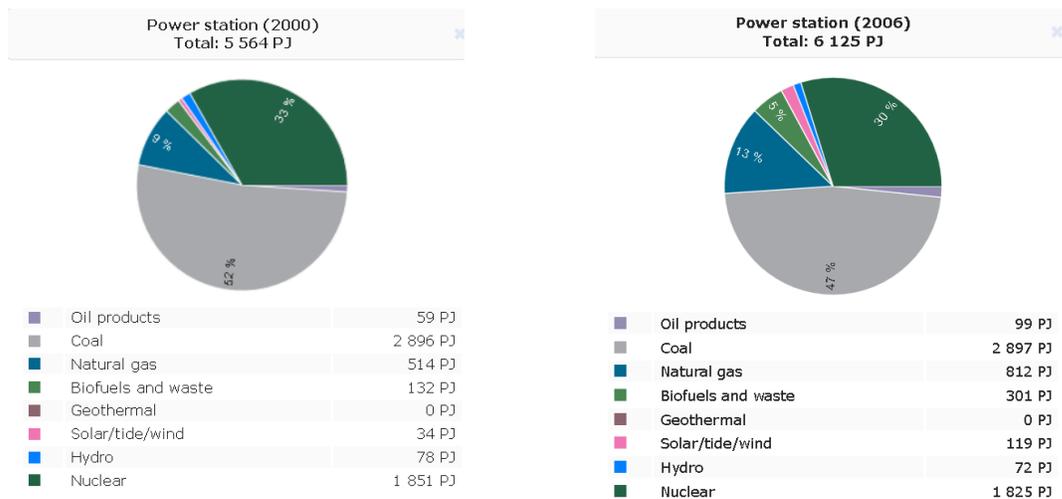
generado una situación de disparidad porque los generadores de esos países no pueden competir contra estas plantas subsidiadas.

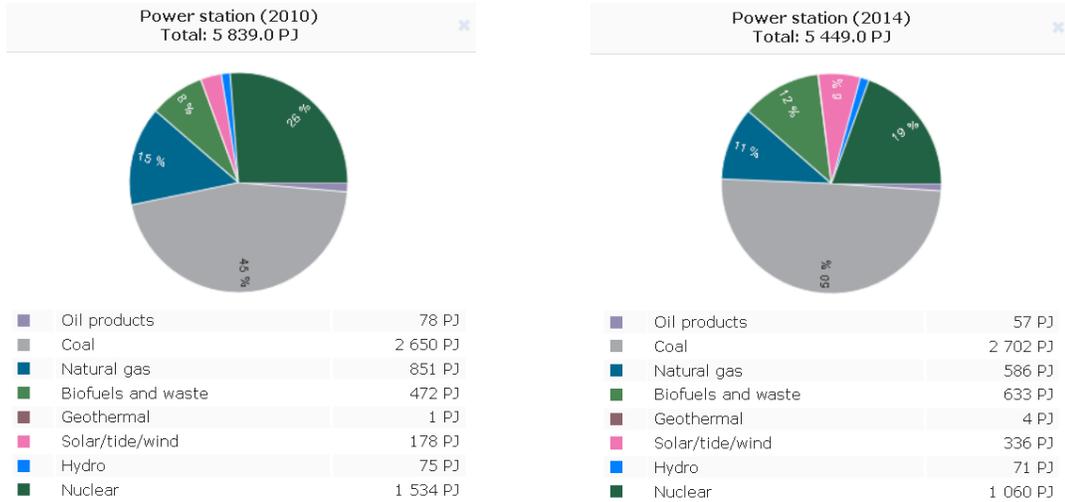
- Ambientales: Alemania está construyendo más plantas de generación a carbón debido al apagado de las plantas nucleares. Esto también contribuye al incremento de la minería de lignito o carbón mineral.

3.4.5 Evolución Alemania

De acuerdo con la información publicada en la AIE, la Figura 3-6, muestra la evolución de la matriz de generación de energía eléctrica incluyendo perdidas en Alemania para los años 2000 lanzamiento “Energywende” “Energy Act EEG”; 2010 “Energy Concept”; 2014 “Electricity market 2.0”. Se puede ver que la generación total en 2000 era de 5564 PJ, aumento para el año 2010 a 5839 PJ, para luego disminuir a 5449 PJ. Se concluye que las políticas adoptadas en materia de integración de energías renovables, eficiencia energética y respuesta en demanda:

Figura 3-6: Evolución matriz de generación energía eléctrica Alemania 2000, 2010, 2014, Petajulios [53].





- Han contribuido con la reducción de la energía total generada, lo cual implica un mejor uso de la infraestructura eléctrica, un alargamiento de su vida útil y retrasa los tiempos para hacer inversiones y expansiones al sistema.
- Han contribuido a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero.
- Se ha mantenido relativamente constante en PJ la generación con combustibles fósiles derivados del petróleo.
- El uso de carbón ha mantenido su participación en la generación casi constante, disminuyendo hacia 2010 y aumentando de nuevo para 2014, tanto en PJ como en porcentaje.
- El uso de gas natural en PJ, en 2014 es ligeramente superior a 2000, con un aumento en 2010.
- El uso de energías renovables biomasa, geotérmica, solar, eólica, ha aumentado su participación en la matriz de forma constante, en 2000 representaban el 2.98% (166PJ) del total de generación, en 2014 el 17.85% (973PJ).
- La generación hidroeléctrica ha mantenido casi constante su nivel de participación, con un leve reducción en 2014 respecto niveles de 2000
- La energía nuclear ha disminuido su porcentaje de participación al pasar de 33% (1851 PJ) en 2000 a 19% (1060 PJ) en 2014.
- Las fuentes de generación renovables han entrado a sustituir mayormente la generación con energía nuclear, la dependencia de combustibles fósiles oil, gas y carbón aún permanece casi constante.

3.5 Políticas Brasil

En Brasil la ley 9478 de 1997, contiene los principios generales de la política energética que incluye a las energías renovables como pilar fundamental para su desarrollo. Anualmente se publica el plan de expansión con horizonte para diez años (PDEE), originalmente dedicado exclusivamente al sector eléctrico, en 2007 se amplía su alcance para incluir a todo el sector energético. La planeación y la estrategia de largo plazo está contenida en el Plan Energético Nacional 2030 (PNE), publicado en 2007, sin embargo actualmente se trabaja en un plan de expansión con miras al 2050 [55].

Dentro de las autoridades principales se encuentran el Consejo Nacional de Políticas Energéticas (CNPE), organismo de alto nivel encargado de las políticas energéticas del país junto con el Ministerio de Minas y Energía (MME), mientras que La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) es la encargada de la regulación del sector eléctrico.

Respecto de las metas el plan de expansión de diez años (PDEE) con horizonte hasta el 2023, contempla una participación de renovables del 42.5% del total de suministro de energía primaria, respecto de la generación de electricidad se propone una participación del 86.1% de renovables incluyendo hidroelectricidad, de este porcentaje el 8.1% (20GW) representa nueva participación eólica. El decreto 6233 de 2007 contiene el Plan Nacional Para el Cambio Climático y propone incrementar la participación de biomasa a partir de desperdicio de caña de azúcar al 11.4% del total de suministro en 2030, y adicionar 34.5GW de hidroelectricidad.

La ley general del sistema eléctrico es la 10848 de 2004, regulada por el decreto 5163 de 2004, la cual modificó el esquema de mercado originalmente establecido en 2000, debido a la crisis de los años 2002-2003. Esta ley estableció un mercado regulado para las empresas públicas de energía eléctrica, las cuales pueden comprar energía eléctrica a través de subastas públicas por medio de acuerdos de compra tipo PPA's de corto, mediano y largo plazo. Para usuarios grandes consumidores con demanda pico mayor a 3MW se mantiene un esquema de libre mercado.

El caso de Brasil es especial en Latinoamérica debido a que prefirió establecer un esquema de subastas con contratos o acuerdos de pago tipo PPA's con los generadores de energía eléctrica, para promover la participación y desarrollo de las fuentes de energía renovables. De esta forma el gobierno nacional puede intervenir directamente sobre el tipo de tecnologías preferidas para participar en las subastas. El decreto 5163 de 2004 estableció categorías para las subastas de nueva capacidad de generación, siendo el tipo A3 y A5, para proyectos que comenzarán a entregar potencia a los 3 y 5 años respectivamente después de haber ganado la subasta, y la categoría A1 para subastas entre generadores existentes para comenzar a entregar potencia al año de adjudicado el contrato. El decreto 6048 de 2007 estableció que las subastas tipo A1 a A5 son exclusivamente para proyectos de energías renovables. Las subastas de nueva capacidad de generación deben ser incluidas en el plan de expansión anual (PDEE), sin embargo el gobierno tiene la posibilidad de publicar nuevas subastas si lo considera necesario. Para subastas de energías renovables, los detalles del tipo de contrato PPA, como son duración, precio techo, requerimientos de conexión etc., son determinados de forma exclusiva para cada subasta y contrato en función de la tecnología a utilizar y su localización. Para el caso de proyectos de interés nacional, generalmente hidroeléctricas de gran tamaño, el gobierno en cabeza del CNPE, realiza subastas con compromisos tipo PPA, bajo otras reglas específicas para cada subasta.

En 2002 el gobierno lanza el Programa de Incentivo a Fuentes Alternativas de Energía (PROINFA) a través de la ley 10438 of 2002, regulada por el decreto 4541 de 2002 y el decreto 5025 of 2004. A través de un esquema híbrido pretendía desarrollar 3300 MW de capacidad instalada de energía renovable distribuida por partes iguales entre eólica biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH). Por medio de este esquema la empresa estatal Electrobras, firmo contratos PPA's de 20 años, los precios dependían de la tecnología utilizada, la tarifa promedio nacional, la capacidad instalada y otros aspectos técnicos como factores de planta etc., el costo de estos proyectos fue trasladado a los consumidores, exceptuando a los pequeños consumidores definidos por ley con un consumo menor a 80 kWh/mes. El programa busca incentivar la industria nacional al requerir que un porcentaje (60%) de las compras del proyecto, en equipos y servicios, fueran realizadas a empresas dentro del país. También buscaba que los proyectos fueran distribuidos por todo el territorio al imponer límites de capacidad instalada de 165 MW para PCH y 220MW para biomasa y eólica por estado. Estos

proyectos deberían iniciar su operación comercial en 2006, esta fecha fue posteriormente extendida a diciembre de 2008, luego a diciembre de 2010 y después a diciembre de 2011.

Previamente surgió en 2001 una iniciativa llamada PROEOLICA (resolución 24 de 2001), la cual pretendía que Electrobras firmara acuerdos de suministro PPA's con duración de 15 años, bajo un esquema tarifario FEED-IN, para desarrollar nueva capacidad de 1050 MW en plantas eólicas. Esta resolución tenía incentivos de 10 a 20% sobre las tarifas eólicas existentes antes de 2003, pero no se cerró contrato con ningún oferente.

La resolución 482 de 2012, estableció un programa de medición neta para autogeneradores de capacidad instalada menor a 1MW, de energía solar, biomasa, eólica e hidráulica. Esta resolución establece que los excedentes de generación pueden ser "almacenados en la red" hasta por un periodo de 36 meses para ser consumidos.

Respecto al financiamiento el Banco Brasileiro Nacional Para el Desarrollo (BNDES), tiene líneas de crédito con bajas tasas de interés para proyectos de energías renovables que incluyan un 60% de compras en equipos y servicios a empresas proveedoras nacionales, estas deben estar registradas y acreditadas por el banco previo cumplimiento de algunos requisitos. El BNDES posee otro programa (FINEM) para el financiamiento de proyectos de infraestructura con valor igual o superior a 7 millones USD. Existe otro Fondo para el Desarrollo de la energía dedicado a financiar proyectos renovables, creado mediante ley 10438 de 2002, para financiar proyectos PROINFA. Este fondo es capitalizado a través de un cargo incluido en la tarifa a usuario final de electricidad.

Las políticas de acceso a la red tienen beneficios de hasta un 50% para proyectos de energía renovable, la ley 9427 de 1996, incluía proyectos hidroeléctricos de entre 1MW hasta 10MW, posteriormente mediante las leyes 9648 de 1998, ley 10438 de 2002, ley 10762 de 2003, ley 11488 de 2007 y ley 13097 de 2015, estos beneficios se ampliaron para incluir proyectos hidroeléctricos de 1MW hasta 30MW, de biomasa, eólico y solares, incluyendo aquellos usuarios que tienen acceso al mercado libre de energía.

Los proyectos de energías renovables tienen diversos incentivos fiscales como un régimen especial para el desarrollo de infraestructura, exención de impuestos de importación de equipos, y exenciones de impuestos nacionales (ICMS). Por ejemplo la ley 11488 de 2007 creó el régimen REIDI, el cual contenía beneficios tributarios para proyectos de cogeneración. El decreto 7660 de 2011 establece exenciones tributarias para la importación de equipos para proyectos eólico y solares PV, en un porcentaje entre el 2% y el 10%. El acuerdo 101 de 1997 estableció exenciones para proyectos eólicos y solares al impuesto estatal (ICMS), inicialmente estas exenciones eran por un año, estas han sido extendidas en varias ocasiones, actualmente están vigentes hasta el 2021.

Para la electrificación de las zonas no interconectadas se creó el programa Luz Para Todos, mediante el decreto 4873 de 2003, este programa se centra en la expansión de la red, el desarrollo de mini redes o sistemas aislados alimentados a través de fuentes renovables, hídricas o de combustibles fósiles.

La tabla 3-15 muestra las principales leyes y políticas relacionadas con energías renovables en el país.

Tabla 3-15: Principales leyes y políticas energías renovables en Brasil [52].

Title	Year	Policy Status	Policy type	Policy target
Wind Turbine Component Tax Exemption (Executive Decree 656)	2014 (Oct 7th)	In Force	Economic Instruments, Fiscal/financial incentives, Tax relief	Wind
Brazil Inova Energia Program	2013 (May 3rd)	In Force	Information and Education, Economic Instruments, Fiscal/financial incentives, Grants and subsidies, Loans	Multiple RE Sources>All
Brazil Net Metering for Distributed Generation	2012 (April 19th)	In Force	Regulatory Instruments, Economic Instruments, Fiscal/financial incentives, User charges	Multiple RE Sources>Power
2010-2019 Plan for Energy Expansion	2010	In Force	Economic Instruments, Direct investment, Infrastructure investments, Policy Support, Strategic planning	Multiple RE Sources
Electric power auctions - Wind	2009	In Force	Regulatory Instruments	Wind>Onshore

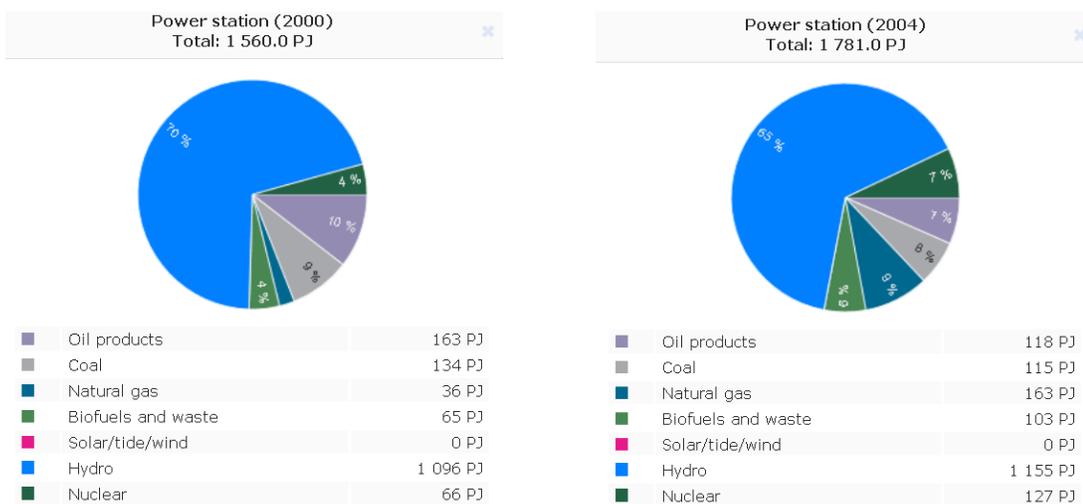
Title	Year	Policy Status	Policy type	Policy target
Brazil National Climate Change Plan	2008	In Force	Policy Support, Strategic planning	Wind, Solar Thermal, Solar photovoltaic, Multiple RE Sources, Hydropower, Bioenergy, Biofuels for transport
Electric power auctions - Biomass	2008	In Force	Regulatory Instruments	Bioenergy, Biomass for power
Brazil Renewable Energy Auctions	2007 (last updated 2015)	In Force	Economic Instruments, Market-based instruments, Regulatory Instruments	Multiple RE Sources, Power, Wind, Bioenergy, Biomass for power, Hydropower
Luz para Todos (Light for All) electrification programme	2003	In Force	Economic Instruments, Direct investment, Infrastructure investments, Fiscal/financial incentives, Grants and subsidies, Loans, Policy Support	Multiple RE Sources, Power
Programme of Incentives for Alternative Electricity Sources - Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Eléctrica - PROINFA	2002	Ended	Economic Instruments, Market-based instruments, Green certificates, Fiscal/financial incentives, Loans, Grants and subsidies, Regulatory Instruments, Other mandatory requirements, Obligation schemes	Wind, Bioenergy, Biomass for power, Hydropower
Integrating Environmental Strategies - Research Programme	2000	Ended	Policy Support, Research, Development and Deployment (RD&D)	
National Rural Electrification Programme - Programa Nacional de Electrificação Rural	1999	Superseded	Economic Instruments, Direct investment, Infrastructure investments, Fiscal/financial incentives, Grants and subsidies, Loans	Multiple RE Sources, Power, CHP
Interministerial Commission on Climate Change (CIMGC)	1999	In Force	Information and Education, Advice/Aid in Implementation, Policy Support, Institutional creation, Strategic planning, Research, Development and Deployment (RD&D)	Multiple RE Sources>All
National Programme for Energy Development of States and Municipalities - PRODEEM	1996	Ended	Policy Support, Economic Instruments, Fiscal/financial incentives, Grants and subsidies	Solar photovoltaic

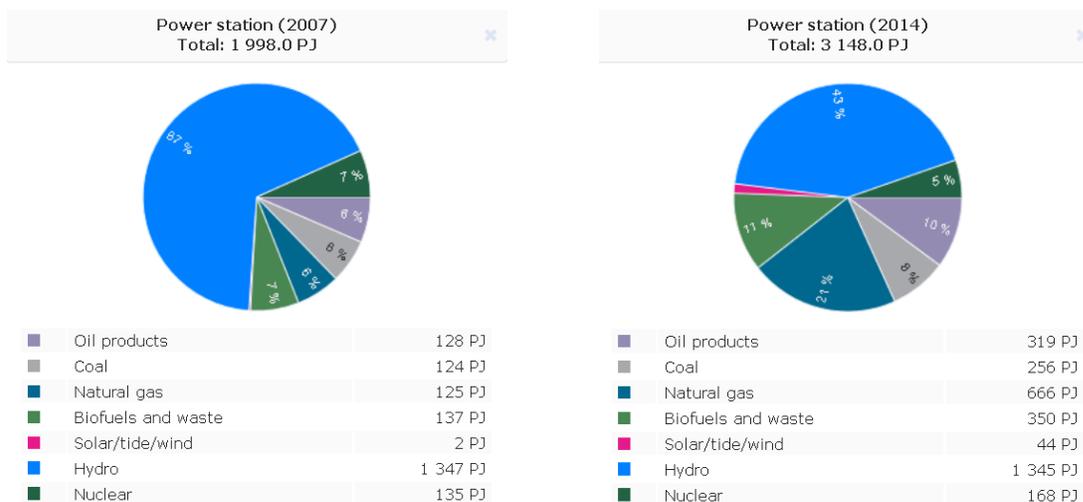
3.5.1 Evolución Brasil

Como ya se ha mencionado Brasil es un caso especial en Latinoamérica ya que prefirió el mecanismo de subastas y acuerdos de compra de energía PPA's, no tiene una ley específica para energías renovables, en su lugar promulga leyes y decretos específicos para cada sector, cada subasta tiene sus condiciones particulares, lo que convierte al estado en determinante de la expansión del sistema definiendo la tecnología y capacidad nueva a instalar, los costos de la expansión son transmitidos a los usuarios a través de las tarifas en los términos que define la regulación. La figura 3-7 muestra la evolución de la matriz de generación de electricidad incluyendo pérdidas del país; de lo cual se puede concluir:

- Los planes y programas promulgados hasta el año 2000 no lograron incentivar el desarrollo de sistemas renovables.
- Los resultados del programa PROINFA se comenzaron a evidenciar hasta el 2007, año en el cual la participación de estos fue del 6.95%(139 PJ), sin incluir hidro.
- En 2014 la participación de renovables sin incluir hidro, fue de 12.5% (394 PJ), lo cual evidencia la tendencia incremental de estas fuentes.
- La matriz de generación depende en un alto porcentaje de la generación hidroeléctrica, siendo el porcentaje más bajo el del año 2014 42.7 %.

Figura 3-7: Evolución matriz de generación energía eléctrica Brasil 2000, 2004, 2007, 2014, Petajulios [53].





- El energético renovable de mayor participación es la biomasa, paso de 4.16% (65 PJ) en 2000 a 11.1% (350 PJ) en 2014.
- El decreto 6048 de 2007 sirvió para incrementar la participación de energía solar y eólica aunque su participación dentro de la matriz de generación continua siendo relativamente baja 1.4% (44 PJ) en 2014.
- La tendencia de participación de los combustibles fósiles se mantiene casi constante en términos porcentuales, a excepción del gas el cual ha incrementado su participación de 2.3% (36PJ) en 2000 a 21.2% (666 PJ) en 2014.
- Se requiere un esfuerzo y un estímulo mayor por parte del gobierno para que se incremente el desarrollo de energías renovables en Brasil si se pretende cumplir con la meta propuesta (incluye hidro) de 86.1% para el 2023. Se deben revisar los porcentajes de participación de las diferentes tecnologías renovables con el objeto de diversificar la matriz de generación, para limitar la dependencia de la generación hidroeléctrica.

3.6 Políticas México

México se encuentra actualmente en la mitad de un proceso de reforma y reestructuración del sector energético que incluye, petróleo, gas y energía eléctrica. Mediante una reforma constitucional²² se terminó con el monopolio del estado para la generación y

²² En diciembre de 2013 fueron modificados los artículos 25, 26 y 28, DOF 20-12-2013.

comercialización de energía eléctrica, así como para la exploración y extracción de petróleo y gas. El 11 de agosto de 2014 se promulgó un paquete legislativo de 21 elementos llamado “leyes secundarias²³” que incluye entre otras, nueva ley eléctrica, nueva ley geotérmica y nueva ley de petróleo. En octubre de 2014 fueron promulgadas nuevas resoluciones²⁴ regulatorias que contenían, criterios de interconexión para plantas de potencia, primer borrador del modelo de nuevo mercado de energía eléctrica y estudios de impacto social.

El país se propone como meta una participación del 24.9% de generación de electricidad con fuentes renovables para el 2018, 35% para el 2024, 40% para el 2035 y 50% para el 2050²⁵. Las energías limpias incluyen, renovables, cogeneración, energía nuclear, energía de combustibles fósiles con CCS y otras tecnologías bajas en emisiones. Las metas del PEAER 2018, implicaba la instalación de nueva potencia 24345 MW distribuidos así: hidro electricidad (13030 MW), eólica (8922 MW); geotérmica (1018 MW), biomasa (784 MW) y solar (627 MW).

La nueva ley eléctrica de 2014 crea un mercado libre para las actividades de generación y comercialización, se mantiene el monopolio estatal sobre las actividades de transmisión y distribución, pero permite que privados bajo el control de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) a través de contratos o asociaciones, operen, financien, instalen, mantengan y expandan las redes; la Secretaría de Energía (SENER), puede determinar las líneas que van a ser contratadas. También se creó El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) que es un organismo público descentralizado cuyo objeto es ejercer el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional; la Operación del Mercado Eléctrico Mayorista y garantizar imparcialidad en el acceso a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución²⁶.

²³ DOF 11-08-2014, Decreto por el que se expiden la Ley de la Industria Eléctrica, la y se adicionan y reforman diversas disposiciones de la Ley de Aguas Nacionales.

²⁴ DOF 31-10-2014

²⁵ Meta 2018, Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables (PEAER) 2014; metas 2024, 2035 y 2050 Ley para el Uso de Energías Renovables (LAERFTE), DOF: 28/11/2008.

²⁶ <https://www.gob.mx/cenace/que-hacemos>

La ley eléctrica busca incentivar el desarrollo de las energías renovables mediante un sistema de Certificados de Energías Limpias (CEL), este sistema fue desarrollado en 2008 y entró en operación en enero de 2015. El gobierno determinará los requisitos para los CEL anualmente y tendrán vigencia de tres años, el primer periodo de vigencia vence en 2018, para este periodo la cuota de energías limpias era del 5% del total de energía de uso final. Proyectos desarrollados después de 2014 recibirán un certificado con duración de 20 años, por cada MWh generado, estos certificados pueden comercializarse mediante acuerdo libre entre las partes. El incumplimiento de los compromisos que emanan del CEL es multado con multa de 6-50 “salarios mínimos”/MWh.

Hasta el 2014 el marco legal para el desarrollo de las energías renovables estaba definido por la ley LAERFTE, esta permitía el uso de dos instrumentos, un régimen para el autosuministro y otro de subastas con acuerdos de pago PPA's con duración de 20 años, manejados por el CFE. Con la reforma CFE se convierte en agente participante del mercado libre, ya que mantiene los términos acodados en los PPA's. El auto suministro estaba regido por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica²⁷, esta ley convertía a los generadores y los consumidores en socios del mismo proyecto, no podían vender excedentes de energía eléctrica la red, pero podían hacer uso de ella para el transporte cuando la fuente estaba lejos del consumo, mediante una tarifa de uso con descuento del 50-70%, estas medidas fueron las responsables mayormente del desarrollo que a la fecha han tenido las fuentes renovables, en 2003 se cambió el esquema y se decidió estandarizar el cobro de una tarifa estampilla por el uso de la red RES/013/2003²⁸; posteriormente esta tarifa fue revisada RES/066/2010²⁹.

La resolución RES/176/2007³⁰ establece los requerimientos contractuales para pequeños generadores con plantas menores a 30kW, se establece que las modificaciones necesarias para la interconexión del sistema de generación a la red, están a cargo del propietario del sistema de generación, y establece en principio un esquema de medición neta con crédito de energía hasta por un año, periodo luego del cual se pierden los

²⁷ DOF: 23/12/1992

²⁸ DOF 26-02-2003

²⁹ DOF: 16/04/2010

³⁰ DOF 27-06-2007

derechos sobre estos créditos. Este esquema fue modificado por las resoluciones RES/054/2010 y posteriormente RES/249/2012 la cual establece el modelo de contrato de interconexión para fuente colectiva de energía renovable o sistema colectivo de cogeneración eficiente en pequeña escala. Este modelo se mantuvo en la reforma de la ley eléctrica.

La nueva Ley de la Industria Eléctrica en su artículo 22 definió la figura del abasto aislado la cual es “la generación o importación de energía eléctrica para la satisfacción de necesidades propias o para la exportación, sin transmitir dicha energía por la Red Nacional de Transmisión o por las Redes Generales de Distribución”. Estos pueden conectarse a la red para vender excedentes “siempre y cuando se celebre el contrato de interconexión correspondiente y se sujeten a las Reglas del Mercado y demás disposiciones aplicables”.

Un ejemplo interesante de desarrollo de redes dedicadas para energías renovables ocurrió con la infraestructura eléctrica construida en los estados de Oaxaca, Tamaulipas, Baja California y Puebla, donde bajo un esfuerzo coordinado entre el ente regulador CRE, inversionistas privados y los agentes generadores, bajo un esquema llamado “Open Season”, el cual implicaba la confirmación de demanda de transporte de energía firme por parte de los generadores se pudo contratar la construcción de las líneas requeridas asegurando que había la suficiente demanda para garantizar la rentabilidad del proyecto.

Hasta antes de 2014 la energía geotérmica estaba regulada por la ley de aguas³¹, posterior a esta fecha con la reforma que crea la Ley de Energía Geotérmica y sus decretos reglamentarios³², la cual crea concesiones geotérmicas con duración de 30 años entendible pero no comercializable, y regula la prospección y la exploración de la actividad; la exploración requiere un cargo como garantía del 1% del total del presupuesto de exploración, la explotación requiere un depósito de garantía del 0.5% del

³¹ DOF 01-12-1992, LEY de Aguas Nacionales

³² DOF: 31-10-2014

presupuesto de inversión, el cual es rembolsado una vez entre en operación comercial el proyecto.

Como incentivo fiscal se tiene depreciación acelerada de activos hasta por el 100% de la inversión del proyecto, en un periodo fiscal. Este instrumento está regulado por medio del decreto de 2004³³, y mantenido durante la reforma en la ley de impuestos³⁴, este incentivo aplica para todos los tipos de tecnologías renovables y requiere que los equipos estén en funcionamiento continuo durante cinco años.

El país cuenta con un impuesto al uso del carbón de 3 USD/ton C, los créditos (clean development mechanism CDM), o bonos de carbono pueden ser utilizados para pagar este impuesto.

Respecto de los fondos para el financiamiento existen, el Fondo para el uso de electricidad sostenible y transición de la energía; el Fondo de sostenibilidad de la energía; Fondo mexicano del petróleo, estos utilizan recursos del presupuesto nacional así como de las rentas derivadas de la exploración petrolera. Alrededor de un 22% de los recursos sean invertido en proyectos, el resto se ha utilizado para la investigación y desarrollo.

3.6.1 Evolución México

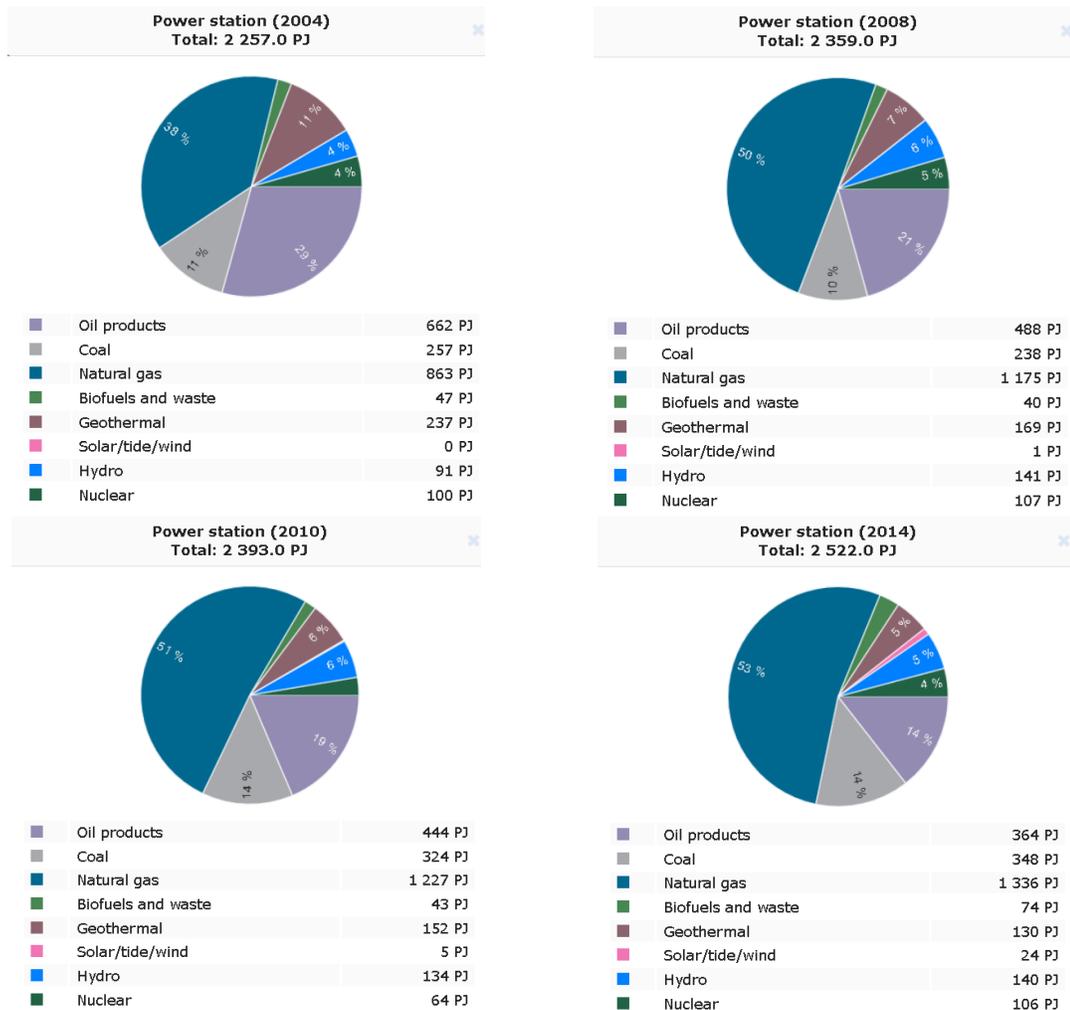
México era un país que hasta el 2013 mantuvo su esquema estatal que controlaba toda la actividad energética, en 2013 cambia totalmente su modelo y propone ahora uno de libre mercado regido por la oferta y la demanda con participación del sector privado. La figura 3-8 muestra la evolución de la matriz de generación y el impacto de las políticas hasta antes de la reforma del 2013. Sobre estas se puede concluir:

³³ DOF: 01/12/2004

³⁴ Ley de impuestos, DOF: 11-12-2013, Art 34. XIII

- Siguiendo la tendencia de aumento del consumo de energía eléctrica en México, la generación con combustibles fósiles se ha incrementado de la misma manera, con una participación alrededor del 80% en la matriz de generación.
- La matriz de generación es altamente dependiente del gas natural, el cual ha incrementado su participación siendo en 2004 del 38.2% y en 2014 del 53%.
- Se ha incrementado el uso del carbón de 11.4% (257PJ) en 2004 a 13.8% (348PJ) en 2014

Figura 3-8: Evolución matriz de generación energía eléctrica México, 2004, 2008, 2010, 2014 Petajulios [53].



- Ha disminuido la participación de las energías renovables sin incluir hidrogenación la cual paso de 12.58% (284 PJ) en 2004, a 8.9% (210 PJ) en 2008, a 8.3% (200 PJ) en 2010 para llegar a 9%(228 PJ) en 2014. Esto se debe principalmente a la reducción de la participación de la energía geotérmica, debido a la falta de permeabilidad de unos campos.
- La energía solar y eólica han tenido un comportamiento incremental pasando de 0% en 2004, a 1% (24PJ) en 2014.
- Se espera que el cambio de modelo regulatorio de un mayor impulso al desarrollo de las energías renovables, disminuyendo la dependencia de combustibles fósiles y las emisiones de gases de efecto invernadero.

4. Modelo Colombiano

Colombia es uno de los pocos países en Latinoamérica que ha optado por un modelo de libre competencia para energía eléctrica tanto en el mercado mayorista³⁵, como en el mercado minorista³⁶, los fundamentos jurídicos del modelo se encuentran en la Constitución Política de Colombia de 1991, artículos 365 a 370, en donde se establece que el modelo económico para la prestación de servicios públicos en Colombia, debe permitir la participación de terceros en las actividades del sector, el régimen tarifario debe estar basado en una estructura de costos, solidaridad y redistribución de los ingresos³⁷.

4.1 Contexto agentes generadores

La situación actual para los agentes generadores implica una mayor competencia en materia de venta de energía, por un lado están aquellos que se constituyeron como empresas de servicios públicos, cuyo objeto principal es la venta de energía eléctrica y que deben cumplir con todas las condiciones que establece la ley y las resoluciones de la CREG, por otro lado están aquellos que poseen sistemas de generación, para satisfacer sus propias necesidades, su objeto principal no es la venta de energía y que a partir de la ley 1715 de 2014 pueden comercializar sus excedentes en el mercado mayorista de energía.

La intención del gobierno por medio de esta ley es impulsar y crear las bases de un modelo económico que permita la integración y desarrollo de las FNCER en el mercado,

³⁵ Compraventa de grandes cantidades de energía entre agentes generadores y comercializadores.

³⁶ Venta de energía a usuarios finales, regulados y no regulados por parte de los comercializadores.

³⁷ El anexo 1 contiene las generalidades de la regulación de la energía eléctrica en Colombia.

disminuir gases de efecto invernadero para contribuir con la reducción del cambio climático y por otro lado diversificar la matriz de generación de energía del país, reduciendo la dependencia de la generación hídrica y aumentando la seguridad de suministro.

Para que esto sea posible es necesario que el modelo tenga reglas y políticas estables y claras, al tiempo que desarrolla mecanismos que propicien beneficios económicos y tasas de retorno atractivas para los inversionistas. En concordancia con lo anterior la promulgación de la ley 1715 de 2014, representa un avance fundamental para la integración de las FNCER en el país, si bien no propone nuevas metas en la participación, 6.5% para el 2020³⁸, si crea mecanismos e incentivos basados en cuatro pilares fundamentales a saber:

- Integración de autogeneradores al mercado de energía a través de la venta de sus excedentes sin importar potencia instalada ni tecnología empleada.
- Estímulos económicos para quienes quieran desarrollar proyectos FNCER como, depreciación acelerada de activos, exenciones tributarias como no pago de IVA ni de aranceles de importación y reducción en el impuesto de la renta.
- Medidas de respuesta en demanda.
- Eficiencia energética.

Desde el punto de vista legal y regulatorio se tienen tres clases de agentes generadores: los primeros son los generadores integrados al SIN, cuyo objeto principal es la venta de energía, para ello deben cumplir con el código de operación y demás disposiciones descritas en el anexo A, sus ingresos están dados por la venta de energía en el mercado mayorista a través de transacciones en bolsa o mediante contratos de compraventa de energía acordados libre mente entre las partes, en función de sus características propias pueden recibir ingresos por servicios complementarios a la red como AGC, reserva rodante, generación de reactivos etc., también perciben ingresos del cargo por confiabilidad si ofertan y les es asignada una Obligación de Energía Firme OEF de

³⁸ Decreto 18-0919 de 2010 MME.

acuerdo a los mecanismos de la Resolución CREG-071 de 2006. Para estos las reglas de participación en el mercado no cambian.

Los segundos son los cogeneradores, que son quienes producen de forma combinada energía eléctrica y energía térmica como parte fundamental de su actividad, su objeto no es la venta de energía sin embargo pueden hacerlo de acuerdo con las disposiciones de la Resolución CREG 05 de 2010. Fruto de la esta actividad sus ingresos estarían dados por la venta de energía en bolsa, o por contratos bilaterales con un agente comercializador, o con terceros directamente. También perciben ingresos del cargo por confiabilidad pero solo a través de ventas en bolsa, no pueden participar de las subastas de OEF.

Los terceros son los autogeneradores, que son aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente para satisfacer sus propias necesidades. Antes de la ley 1715 de 2015, no se les permitía vender sus excedentes de energía³⁹ al mercado, esto implicaba que ante situaciones críticas del sistema como operación bajo fenómeno del Niño, autogeneradores como la Refinería de Cartagena Reficar o como la Refinería de Barrancabermeja no podían entregar sus excedentes a la red para ayudar a mitigar el problema; acción que fue muy beneficiosa para la región Caribe y en general para el SIN durante el fenómeno del 2016. La UPME definió el límite máximo de autogeneración a pequeña escala en 1MW⁴⁰. Para los grandes autogeneradores el MME y la CREG⁴¹ adoptaron un esquema de condiciones de simetría para su participación en el mercado, es decir entran en igualdad de condiciones con los agentes generadores, tienen los mismos derechos, obligaciones, costos y responsabilidades asignadas en el reglamento de operación, deben cumplir con los mismos reportes de información, se someten a las condiciones del despacho central y tienen derecho a participar de esquema del cargo por confiabilidad. Debido a su naturaleza no están constituidos como empresa de servicios públicos, por tanto deben firmar un contrato de representación con un agente comercializador o generador para participar del mercado, asimismo deben firmar un contrato de respaldo de red con el operador que corresponda según el nivel de

³⁹ Resolución CREG 084 de 1996.

⁴⁰ Resolución UPME 281 de 2015.

⁴¹ Decreto 2469 de 2014, reglamentado por resolución CREG 024 de 2015.

tensión de la conexión, la CREG debe regular y definir los términos y condiciones de este respaldo, sin embargo a la fecha este punto está pendiente por reglamentar. Sus ingresos están dados por la venta de energía a precios de bolsa o por contratos de suministro firmados entre las partes, También a través del mecanismo del cargo por confiabilidad, por ventas de energía en bolsa, no pueden participar de las subastas, todas las operaciones siempre a través de su agente representante. La venta de excedentes por parte de los pequeños autogeneradores no está reglamentada a la fecha por parte del MME ni de la CREG; Por tanto no es posible que estos comercialicen su energía en este momento. La misma ley sugiere que este intercambio se realice mediante esquemas de créditos de energía o balance neto, por medio del uso de medidores bidireccionales.

Con la promulgación de la ley los tres tipos de agentes generadores tienen adicionalmente acceso a los beneficios económicos propuestos en esta, lo cual se convierte en un incentivo adicional para el desarrollo de proyectos con FNCER. Siendo deseable que esta medida impacte de manera positiva el mercado de las subastas del cargo por confiabilidad. Sin embargo es urgente que los diferentes organismos gubernamentales reglamenten con celeridad la totalidad de los puntos contemplados en la ley, es necesario eliminar el vacío reglamentario que existe a la fecha y que obstaculiza las iniciativas de proyectos FNCER, debido a la incertidumbre y alto riesgo asociado para las inversiones en este campo en el país.

4.2 Aspectos estructurales

Colombia ha asumido el compromiso internacional de contribuir y tomar medidas en relación con el Cambio Climático. En razón de lo anterior mediante ley 164 de 1994 se acoge a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, de Nueva York, 1992; posteriormente mediante ley 697 de 2001 da los primeros pasos hacia la implementación de acciones pero sin mayor efecto. En 2013 mediante ley 1665 ratifica los compromisos adquiridos a través de la aprobación del estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena). En consecuencia en 2014 promulga la ley 1715 de 2014, sobre energías renovables. En 2016 ratifica su compromiso firmando el pacto de la COP22 en Marruecos. Las medidas a implementar están orientadas a la reducción de emisión de gases de efecto invernadero; para ello se pretende promover el

desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda.

El sistema eléctrico colombiano actual tubo origen como solución al problema de seguridad de suministro originado por el modelo estatal de prestación de servicios públicos y el fenómeno del niño de 1992. Este sistema fue creado pensando en atender la demanda de energía eléctrica mediante grandes centrales de generación con FCE, líneas de transmisión y sistemas de distribución.

Integrar las FNCER a este sistema representa un reto de gran envergadura, la regulación eléctrica actual debe adaptarse para que estas tecnologías puedan operar como un elemento integral más del sistema eléctrico, en lugar de como un apéndice que es lo que ha sucedido con la normatividad expedida hasta la fecha.

De la revisión del marco jurídico actual del sector eléctrico en Colombia y la identificación de las principales características de la regulación de los países que mayores avances han reportado en la materia, se considera importante tener en cuenta los siguientes lineamientos básicos para el óptimo y oportuno desarrollo de las FNCER en nuestro país:

- Reducción de las barreras de entrada al SIN, en función de una mayor participación de las FNCER en la matriz energética nacional.
- Expedir un marco legal y regulatorio apropiado que considere las diferencias y particularidades de las distintas tecnologías de FNCER, tendiente a la interacción de tales fuentes de generación de energía con el sistema eléctrico existente. Este objetivo supone replantear el esquema regulatorio, orientado al desarrollo e implementación de un parque de generación eléctrica con FCE, fundamentalmente hídrico.
- Crear condiciones e incentivos de distinta naturaleza, por ejemplo, tributaria, que atraigan inversionistas con beneficios temporales, mientras los costos de implementación de las diferentes tecnologías para el desarrollo de energías renovables alcancen cifras más competitivas frente a las que demanda el desarrollo de recursos energéticos convencionales.
- Promover el desarrollo de las FNCER en las diferentes regiones del país acorde a su potencial, dando a conocer tanto los beneficios que reporta su implementación para

la comunidad en general, desde el punto de vista de protección del medio ambiente y desarrollo sostenible, como su contribución a mediano y largo plazo a garantizar la seguridad energética del País

- Estimular el desarrollo de las redes de transmisión y distribución de tipo inteligente con mayor flexibilidad para poder conectar y operar las FNCER.

Para alcanzar el objetivo de promover el desarrollo de las FNCER y su mayor participación en la matriz energética Nacional, siguiendo los lineamientos previamente expuestos, resulta imprescindible que el Estado:

- Defina políticas tendientes al desarrollo e incorporación de las FNCER y la coordinación de las diferentes entidades del estado relacionadas con los agentes interesados, en aplicación del principio de colaboración interinstitucional.
- Fije en los Planes Nacionales de Desarrollo metas de implementación de las FNCER, a nivel regional y Nacional, estableciendo mecanismos de seguimiento periódico a las acciones tendientes a alcanzar dicho propósito, con miras a adoptar oportunamente los correctivos o instrumentos necesarios para cumplir tales metas.
- Defina el esquema más apropiado para el desarrollo de las FNCER, tales como subastas por tecnología con precios de mercado.
- Determine el monto y temporalidad de los subsidios, si se requieren, para que las tarifas a usuario final no se incrementen de manera relevante.
- Adecue la regulación según el tipo de FNCER y su capacidad.
- Logre un desarrollo armónico de la conexión y operación de las FNCER al sistema eléctrico existente, mediante la adaptación de este último (redes flexibles e inteligentes) incluyendo en la regulación la remuneración correspondiente.
- Ajuste los modelos de planeación, operación y despacho del sistema eléctrico en general para incorporar las FNCER.
- Defina las garantías financieras para garantizar el no abandono de los proyectos adjudicados y con una permanencia de activos en operación no menor a 5 años.
- Evalúe el impacto de la generación distribuida en la reducción del uso de las redes de transmisión y distribución, y el posible incremento en los cargos de uso de estas actividades, para tomar los correctivos del caso por el incremento potencial de las tarifas al usuario final.

- Evite que las soluciones de FNCER a nivel de usuarios individuales se traduzcan en subsidios cruzados a cargo de los usuarios de menor capacidad de inversión y en favor de los de mayor capacidad económica, monitoreando el real impacto de tales subsidios en la estructura de costos de generación de las FNCER y realizando los ajustes pertinentes en la medida en que éstos últimos se reduzcan o devengan competitivos con ocasión de la normatividad expedida en la materia y la dinámica propia del mercado
- Adecuar la normatividad ambiental, social y técnica para tener en cuenta las características de las FNCER y su conexión al sector eléctrico

4.3 Aspectos plantas mayores y autogeneración a gran escala

Aunque se ha avanzado mayormente en la reglamentación para plantas mayores y autogeneración a gran escala, existen varias barreras de aspecto regulatorio y legal que de alguna manera obstaculizan el desarrollo de este tipo de proyectos con energías renovables en el país, creando inestabilidad jurídica y haciendo difícil la toma de decisiones para la inversión de recursos; algunas de ellas las se mencionan a continuación.

4.3.1 Mercado

Respecto al modelo de mercado implementado, enfocado a grandes centrales hidroeléctricas y térmicas, en el cual las plantas mayores de 20MW, deben acogerse a las reglas del despacho central, lo que implica que deben realizar ofertas diarias hora a hora con un día de anticipación y en el cual cualquier desviación respecto del cumplimiento de la oferta realizada implica una penalización; no se ajusta a la realidad operativa de las FNCER, estas tecnologías se caracterizan por ser variables al depender mayormente del clima, el cual no se puede predecir con certeza matemática en el corto plazo, sobre todo en el trópico; las velocidades de viento, corrientes marinas y radiación solar, pueden cambiar en un rango de horas, por lo que a estas tecnologías les es muy difícil realizar compromisos de energía firme en los términos que exige la regulación actual. Sin embargo es más fácil en relación con las FNCER realizar proyecciones en el largo plazo. Este comportamiento variable junto con la volatilidad del mercado spot hace difícil realizar análisis económicos y de rentabilidad si se comercializa la energía a precio

de bolsa, esta es una señal para que estos agentes realicen sus ventas a través de contratos, sin embargo el mercado de contratos implica mayores costos transaccionales.

La CREG ha detectado estas barreras y en el Panel del Mercado de Energía Eléctrica: “En la evolución del esquema regulatorio en Colombia”, realizado en octubre de 2016; expuso tres alternativas que se están estudiando para la integración de las FNCER al mercado, y que se explican a continuación:

- Prima verde: es un mecanismo de pago mínimo que se realizaría a los proyectos FNCER por la energía media generada, no por energía firme. Esta medida garantizaría ingresos mínimos al proyecto.
- Contratos pague lo generado a largo plazo: es una obligación a la demanda de comprar energía proveniente de FNCER a un precio fijo, bajo la modalidad de pague lo generado. Este mecanismo reduce la volatilidad del mercado al tiempo que se cubren las variaciones de generación propias de estas fuentes y reduce los costos financieros de los contratos al imponer compras obligatorias a la demanda.
- Contratos de energía media a largo plazo: Este mecanismo impone la obligación a la demanda de compra de contratos de energía media anual proveniente de fuentes FNCER con suavización en la liquidación sino se cumple la media. Este mecanismo reduce la volatilidad del mercado, reduce los costos transaccionales y cubre al generador ante penalizaciones si no cumple la media mensual de energía generada.

Para la entrada de proyectos FNCER a través de estos mecanismos, la CREG ha pensado en subastas de sobre cerrado con un plazo de 10 años, donde en función de cada propuesta se oferte:

- Para prima verde: el proyecto FNCER debe ofertar una prima mínima necesaria en (COP/kWh) y una capacidad de planta en MW.
- Para contrato pague lo generado: el proyecto FNCER debe ofertar capacidad de la planta en MW y precio en (COP/kWh).
- Para contratos de energía media a largo plazo: El proyecto FNCER debe ofertar, precio en (COP/kWh) y oferta de energía media en kWh.

Estas propuestas se fundamentan en recursos regulatorios explicados en el capítulo anterior como son los subsidios y las tarifas tipo FEED-IN empleadas en Alemania, México, España, por citar algunos, recogiendo de esta manera experiencias de modelos empleados en otros países. Su implementación debe ser analizada en detalle ante la posibilidad de que este tipo de incentivos de mercado conlleve para los usuarios un incremento de las tarifas de energía eléctrica como ya sucedió en Alemania. Situación que va en contravía de lo expresado por la misma CREG en el V Congreso CIUREE / Gestión y Eficiencia Energética realizado en febrero del 2016, en donde expresó que la integración de las FNCER al mercado energético colombiano es deseable por los beneficios que implica en diversificación de la matriz de generación, complementariedad con la generación hidráulica y por su contribución a la reducción de gases de efecto invernadero, pero no debe llevar a incrementos en la tarifa a usuarios finales.

Respecto del mecanismo contractual adoptado para la integración al mercado de los autogeneradores a gran escala, el cual implica que las plantas mayores a 1MW, deben acogerse a las reglamentaciones ya existentes para los agentes generadores; se debe tener en cuenta que el objeto de los autogeneradores no es la venta de energía, por tanto el gobierno en cabeza del MME, determinó que no se les obligaría a constituirse como una empresa de servicios públicos ESP, como lo exige la regulación actual; en cambio deberán firmar un contrato de representación con un agente generador o comercializador que este legalmente registrado ante XM. Esto puede llegar a constituirse en una barrera de entrada ya que este tipo de contratos no están reglamentados ni en costos, ni en forma, ni se contempla su reglamentación a futuro, según lo estipulado en el decreto 2469 de 2014, en donde se especifica que, éste debe darse como fruto de la libre negociación entre las partes. Los agentes ya con cierto dominio del mercado, pueden a través de este mecanismo bloquear la entrada de nuevos competidores o cobrar costos muy altos que desincentiven la participación de nuevos competidores de mercado. Tampoco se encuentra reglamentado el contrato de respaldo de la red que estos deben firmar con el OR, los términos, condiciones y costos de este respaldo pueden llegar a tener un peso preponderante en el flujo de caja fruto de las ventas de energía.

Adicional a lo anterior para este tipo de agentes, cumplir todos los requisitos que impone la participación en el mercado, en cuanto a infraestructura, cumplimiento del código de operación, presentación de informes, despacho central, garantías financieras, etc.,

impone una carga técnica, operativa, económica, legal y de personal capacitado, adicional a su negocio o actividad principal, que puede no interesar a estas compañías, convirtiéndose en otro obstáculo oneroso que perjudicaría la integración de estos al mercado, ya que podrían preferir invertir estos recursos en fortalecer su actividad principal en lugar de incursionar en un negocio desconocido para ellos.

4.3.2 Cargo por confiabilidad y ENFICC

El cargo por confiabilidad⁴² es un mecanismo de remuneración para agentes generadores que mediante una asignación por subasta se comprometen a entregarle al SIN cierta cantidad de energía u Obligación de Energía Firme (OEF), en condiciones críticas del sistema cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez. Esta OEF se determina con base en el cálculo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) que es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año. Los agentes generadores a los que les haya sido adjudicada en la subasta una OEF, recibirán como remuneración el precio ofertado en su OEF durante el periodo de vigencia, más la remuneración por la energía generada durante la condición crítica, la cual se paga al precio de escasez.

De acuerdo con la regulación vigente solo pueden participar de las subastas las denominadas plantas mayores o plantas despachadas centralmente sin importar la tecnología empleada. Esto limita la participación en el esquema de las plantas FNCER con potencias menores a 20MW restringiendo sus ingresos solo a las ventas de energía en bolsa remuneradas con el precio de escasez durante condiciones críticas. Hasta la resolución 153 de 2013 los cogeneradores para efectos del cargo por confiabilidad eran considerados como plantas no despachadas centralmente y no podían participar de subastas sin importar su capacidad instalada; a partir de esta resolución los cogeneradores despachados centralmente pueden participar de las subastas si cumplen las condiciones del combustible allí estipuladas.

⁴² Resolución CREG 071 de 2006

Todas las plantas mayores o menores, despachadas centralmente o no, deben declarar su Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC). Inicialmente la resolución CREG 071 de 2006, solo contemplaba fórmulas para determinar la ENFICC de plantas hidráulicas, térmicas y plantas menores no despachadas centralmente de forma general, lo cual representa el principal problema de esta metodología de cálculo, ya que cada tecnología requiere un mecanismo particular que incorpore sus características operativas. En virtud de lo anterior la CREG ha hecho esfuerzos para determinar una fórmula de cálculo de ENFICC para cada tecnología de forma tal que sea más fácil a la integración de las FNCER al SIN y al mercado.

La resolución CREG 061 de 2015 contiene el mecanismo para el cálculo de ENFICC para plantas eólicas, el cual está basado en los siguientes componentes:

- Diferencia entre plantas con información histórica de series de velocidad de viento medidas en sitio de más de 10 años y plantas que no disponen de esta información.
- Utiliza el Índice de Indisponibilidad Histórica Forzada (IHF), de plantas hidráulicas.
- La ENFICC se determina por medio de un método probabilístico histórico.
- Se permiten desviaciones de la ENFICC declarada siempre y cuando se respalde con garantías financieras o con OEF de otro agente generador.

La resolución CREG 132 de 2014 contiene el mecanismo para el cálculo de ENFICC para plantas geotérmicas, el cual está basado en los siguientes componentes:

- Mecanismo para plantas despachadas centralmente.
- El cálculo se basa en la capacidad instalada, flujo del recurso, IHF de plantas térmicas
- Se requiere serie histórica de recurso de más de 10 años.
- La ENFICC se determina por medio de un método probabilístico histórico.
- Se permiten desviaciones de la ENFICC declarada siempre y cuando se respalde con garantías financieras o con OEF de otro agente generador.

Para las plantas solares foto voltaicas se publicó el proyecto de resolución 227 de 2015, el cual está basado en los siguientes componentes:

- Mecanismo para plantas despachadas centralmente.
- IHF de plantas térmicas
- Se requiere serie histórica de recurso de más de 10 años, medido en sitio.
- La ENFICC se determina por medio de un método probabilístico histórico.
- Se permiten desviaciones de la ENFICC declarada siempre y cuando se respalde con garantías financieras o con OEF de otro agente generador.

Si bien se ha avanzado en la corrección del problema del cálculo del ENFICC, las metodologías adoptadas se basan en métodos de cálculo probabilísticos históricos de largo plazo, que pueden garantizar una ENFICC anual promedio, pero que no resuelve el problema de la variabilidad diaria de las tecnologías FNCER que son altamente dependientes del clima. Obligando a estas plantas a constituir contratos de respaldo de sus obligaciones con otros agentes generadores probablemente de tecnologías convencionales, lo cual implica un costo adicional que impacta directamente la rentabilidad de los proyectos FNCER.

4.3.3 Figura cogenerador

Para el caso de los cogeneradores la resolución CREG 05 de 2010 los define como "...la Persona natural o jurídica que tiene un proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica como parte integrante de su actividad productiva, que reúne las condiciones y requisitos técnicos para ser considerado como cogeneración. El Cogenerador puede o no, ser el propietario de los activos que conforman el sistema de Cogeneración; en todo caso el proceso de cogeneración deberá ser de quien realice la actividad productiva de la cual hace parte". Esto implica que el proceso de cogeneración debe estar vinculado con un proceso o actividad productiva, limitando la participación de terceros en la actividad como podrían ser empresas tipo ESCO⁴³, o bloqueando la participación en la figura a actividades económicas no industriales como la hotelería y los

⁴³ Una Empresa de Servicios Energéticos, ESE o ESCO, es una empresa en la que su negocio es conseguir mejoras en eficiencia energética, ahorro energético y por tanto ahorros económicos a sus clientes. Estudian a sus clientes, proponen proyectos de mejora, pueden financiar el proyecto a través de capital propio o a través de financiamiento, sus ingresos provienen de una fracción de los ahorros que consiguen en costos energéticos a sus clientes.

hospitales, quienes pueden desarrollar proyectos importantes de eficiencia energética en su producción de vapor y electricidad.

En relación con los requisitos técnicos la resolución establece que para que una persona sea considerada como cogenerador deberá cumplir con el requisito de tener un Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) superior al mínimo exigido. El REE es calculado de la siguiente manera⁴⁴:

$$REE = \frac{EE}{EP - \frac{CU}{\eta_{refCU}}} * 100 [\%]$$

Dónde:

REE: Rendimiento Eléctrico Equivalente, expresado en porcentaje [%].

EE: Producción total bruta de energía eléctrica en el proceso, expresado en kWh. Por consiguiente, incluye tanto la energía eléctrica usada en el proceso productivo propio como los excedentes entregados a terceros.

EP: Energía primaria del combustible consumido por el proceso, expresado en kWh y calculada empleando el Poder Calorífico Inferior del combustible.

CU: Producción total de Calor Útil del proceso, expresado en kWh.

η_{refCU} : Eficiencia de referencia para la producción de Calor Útil. Este valor será de 0,9 mientras la CREG no determine otro.

De acuerdo con la regulación vigente los valores REE mínimos exigidos son los que se muestran en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1: Valores mínimos de REE anual⁴⁴.

Tipo de combustible	REE [%]
Gas natural	53,5
Carbón	39,5
Hidrocarburos grados API < 30	30,0
Hidrocarburos grados API > 30	51,0
Bagazo y demás residuos agrícolas de la caña de azúcar	20,0
Otros Combustibles de Origen Agrícola	30,0

Este requisito es fácilmente alcanzado por la industria azucarera, sin embargo para otras facilidades que utilizan combustibles diferentes a la caña de azúcar, es más difícil su

⁴⁴ Resolución CREG 05 de 2010.

cumplimiento, lo cual ocasiona que no alcancen a obtener esta categoría. Por tanto es necesaria una revisión del mecanismo parte de la CREG; también se deben realizar estudios de caracterización del poder calorífico de diferentes tipos de biomasa para incluirlos en la resolución. Lo anterior en razón a que con este mecanismo se estaría enviando una señal de preferencia a la figura de autogenerador sobre la de cogenerador, desaprovechando los potenciales que se pueden lograr a través de la producción combinada de energía eléctrica y energía calórica con este tipo de fuentes en materia de eficiencia energética.

4.3.4 Ambiental y licenciamiento

Falta de reglamentación en la ley ambiental frente a requerimientos para las diferentes tecnologías FNCER. La ley 99 de 1993, contiene los requisitos ambientales para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos y térmicos, así como para el sector minero y de los hidrocarburos, sin embargo esta ley queda corta en lo referente a los proyectos y tecnologías renovables, los trámites ambientales y términos de referencia para proyectos eólicos, solares, geotérmicos y de biomasa, si bien tienen aspectos similares a otros tipos de industrias, requieren capítulos particulares, que definan de manera clara para los inversionistas, los aspectos ambientales que se deben cumplir al momento de solicitar la licencia y desarrollar un proyecto. El decreto 1220 de 2005 rige las concesiones para agua y establece requisitos de licencia ambiental para proyectos mayores a 100MW que son competencia del MADS, los proyectos entre 10 y 100MW son competencia de las CAR. En relación a los permisos de estudio está el decreto 2811 de 1974 art. 56; que establece el permiso de estudio del recurso natural para su explotación económica, pero solo contiene reglamentación para los distritos de riego (Decreto 2858 de 1981), y para temas de recurso de la biodiversidad (Decreto 309 de 2000). El uso energético del agua para generación se encuentra regulado en el Decreto 1541 de 1978 art. 36,39 y 73, pero no están incluidas las pequeñas centrales hidroeléctricas, allí se establece que el uso para generación de energía eléctrica se encuentra en orden de prioridad en 5 lugar frente a otros usos como el consumo humano o la agricultura. En 2002 se expidió el decreto 1729, (Plan de Manejo y Ordenación de una Cuenca POMCA) donde se revisó y reglamento el uso del agua, pero el sector eléctrico no participo en esta iniciativa para hacerse reconocer sus derechos por tanto sigue estando regido por la regulación anterior

de 1978, la cual tiene un vacío normativo respecto de la expedición del permiso de estudio para uso del agua, porque este se adjudica sobre una cuenca hídrica por un periodo de dos años, tiempo durante el cual se congela cualquier otra solicitud sobre la misma cuenca, esto implica que si un proyecto de pequeña generación solicita el permiso, boquea cualquier otra iniciativa en la misma cuenca, situación que ha sido aprovechada para convertir el permiso en un elemento negociable. Falta reglamentación ambiental en relación con los permisos de uso de los recursos naturales lo cual afecta a los organismos estatales encargados de estudiar y expedir las licencias como la ANLA y las CAR, quienes se encuentran sin normativa que les permita estudiar debidamente las solicitudes y anticipar posibles efectos de estos proyectos al ambiente.

Lo anterior sumado a la desinformación y desconocimiento de la comunidad en general respecto de las diferentes tecnologías FNCER, puede llevar a la autoridad ambiental a la no expedición y bloqueo de las licencias de operación en aplicación del principio de precaución contenido en el artículo 1 de la ley 99 de 1993, "...cuando exista peligro de daño grave e irreversible, la falta de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces para impedir la degradación del medio ambiente". Un ejemplo podría ser el desarrollo de proyectos geotérmicos, al no tenerse certeza de las consecuencias geológicas que se podrían presentar sobre una región en relación a la perforación de pozos hasta la roca caliente y posterior mezcla con agua para producir vapor. Por tanto este obstáculo no representa una cuestión menor y es de vital importancia para el desarrollo de las energías renovables que se promueva realmente la investigación y caracterización tanto de los potenciales como de las mejores tecnologías que se podrían implementar, al tiempo que se difunden esos resultados entre la comunidad científica y en general a el país.

En cuanto al impacto social como requisito para el licenciamiento se tienen los mecanismos para la consulta previa con las comunidades, factor determinante que puede bloquear y hacer inviable un proyecto si no se hace de forma que incluya todos los actores involucrados. Existe un gran desconocimiento respecto de los aspectos sociológicos y culturales de las diferentes comunidades que habitan el territorio. Cualquiera que sea la naturaleza del proyecto es innegable que causa algún tipo de impacto ambiental, y por ende siempre se va a ocasionar alguna afectación de orden económico, social o cultural a las comunidades que allí habitan, dentro de estos mecanismos debe

ser considerada el área de influencia de estas, que puede o no estar ligada con su ubicación geográfica, desde el punto de vista de la cosmovisión pueden existir determinados lugares considerados sagrados que al ser intervenidos por un proyecto ocasionan un perjuicio no de tipo económico, debido a que puede que no se explote económicamente el lugar pero si de orden religioso o cultural. Estos vacíos legales dejan tanto a la comunidad como a los inversionistas a merced de oportunistas, quienes pueden manipular a las comunidades en dirección de satisfacer sus propios beneficios ocasionando demandas al proyecto que podrían hacerlo inviable, ocasionando su no construcción perjudicando a ambos actores.

4.3.5 Infraestructura

Colombia como muchos países se caracteriza porque sus potenciales para el desarrollo de FNCER se encuentran localizados en puntos lejanos de las redes eléctricas ya construidas haciendo difícil y costosa su integración. El Código de Redes vigente, resolución CREG 025 de 1995, fue desarrollado para plantas de generación convencionales, a la fecha no se incorporan requisitos particulares dirigidos a las FNCER, que reconozcan sus diferencias en cuanto a operación y requisitos técnicos para su incorporación al SIN. Es urgente que la CREG actualice el Código de Redes en este sentido, más teniendo en cuenta que la ley 1715 de 2014 pretende que las FNCER se desarrollen a través de esquemas de generación distribuida, al igual que se pretende incentivar el desarrollo de estas tecnologías en los pequeños usuarios, esto implica que los sistemas de distribución local SDL, deben adaptarse a las nuevas condiciones. Estas redes fueron diseñadas y construidas para llevar la energía eléctrica desde grandes plantas de generación hasta las subestaciones y posteriormente a usuarios finales, en circuitos de forma radial en la última etapa de distribución. De llegar a masificarse las FNCER se tendrían flujos de potencia no solamente desde las centrales de generación hacia los centros de consumo sino internos al interior de las áreas que desarrollen la generación distribuida, obligando a realizar inversiones en los sistemas de distribución para que sean capaces de satisfacer los nuevos requerimientos, esto implica la modificación de sus sistemas de protecciones por esquemas bidireccionales en subestaciones y circuitos de distribución, e implementación de topologías de redes inteligentes, protecciones autoajustables en función de la dirección del flujo de potencia,

cambios automáticos de topología de redes en función de los flujos de potencia, detección y aislamiento automáticos de fallas etc. Para que los OR Lleven cabo estas inversiones, los nuevos equipos e infraestructura deben incluirse en el esquema de remuneración de la actividad de transmisión y distribución. La reglamentación actual solo incluye equipo básico para la operación del sistema. Es conveniente aprovechar el momento ya que el mecanismo de remuneración de estas actividades se está revisando por parte de la CREG.

4.3.6 Zonas no interconectadas

El funcionamiento de las zonas no interconectadas se explica más en detalle en el anexo A. Estas son áreas en las cuales no aplica la regulación existente para el SIN, es decir no aplica el código de operación, ni existe mercado de energía, es lugar de eso, se concesionan áreas de servicio exclusivo donde el ente territorial encargado mediante subasta pública adjudica a un contratista la prestación de los servicios públicos; a este contratista se le permite ejecutar todas las actividades, generación, transmisión, distribución y comercialización de forma exclusiva sin competencia, el mecanismo de pago es el que quede establecido en el contrato. A pesar que existe el requerimiento que se genere un porcentaje de la energía con fuentes limpias para estas zonas, en la actualidad su generación es con combustibles fósiles siendo el diésel el de mayor uso. Actualmente solo existen dos áreas concesionadas en Colombia, la de San Andrés y Providencia y el departamento del Amazonas. A la fecha no existe un mecanismo estandarizado para la remuneración de las actividades de prestación del servicio público de energía eléctrica. Actualmente están en consulta dos propuestas para la remuneración de las actividades de generación distribución y comercialización para ZNI por parte de la CREG, estas se pueden encontrar en las resoluciones CREG 004 de 2014 y en la 027 de 2014.

La falta de reglamentación para la prestación de servicios públicos en estas áreas representa la barrera más importante a nivel legal y jurídico, no existen normas claras que brinden seguridad a los inversionistas, dificultando los análisis económicos para la toma de decisiones. Al mismo tiempo existe un gran desconocimiento de estas zonas y sus comunidades. Por tanto el reto mayor está relacionado primero con el conocimiento y caracterización de cada área, junto con las comunidades que allí habitan; y segundo con

la creación de un esquema que permita atraer iniciativas privadas para la prestación de los servicios públicos a través de soluciones adecuadas que puedan satisfacer de forma real las necesidades de la población. Lo ideal sería que el esquema privilegiara a las energías limpias, haciendo uso de los instrumentos e incentivos contenidos en la ley, no es económicamente eficiente ni ecológico que el estado subsidie diésel para generar energía para ciudades medianas como Leticia o San Andrés y providencia.

4.4 Aspectos plantas menores y autogeneración a pequeña escala

4.4.1 Autogeneración a pequeña escala

Como ya se expuso, la ley 1715 de 2014, permite la venta de excedentes de energía a los autogeneradores sin importar la tecnología usada ni la capacidad de generación de la instalación, tampoco se diferencia entre el tipo de usuario, es decir no importa si es usuario industrial, comercial o residencial, regulado o no regulado. En particular en lo referente a autogeneración a pequeña escala, aquellas con capacidad menor a 1MW, a la fecha no se ha avanzado nada en cuanto a la regulación y reglamentación de los mecanismos necesarios para que este incentivo sea una realidad. Se requieren por tanto procedimientos de fácil implementación, para acceder a los beneficios de la ley y de registro tal vez directamente ante el operador de red por medio de un contrato de condiciones uniformes⁴⁵. Dichos mecanismos no deben implicar cargas onerosas a los interesados, y debería incluir un incentivo para que los operadores de red faciliten el desarrollo de este tipo de proyectos.

El esquema más empleado a nivel mundial es el sistema de créditos de energía, el cual consiste básicamente en que el autogenerador genere y entregue sus excedentes a la red cuando las condiciones climáticas se lo permitan, y en momentos en los cuales no pueda generar tome de la red la energía de vuelta, de esta forma utilizaría la red como

⁴⁵ Contrato de servicios públicos. Es un contrato uniforme, consensual, en virtud del cual una empresa de servicios públicos los presta a un usuario a cambio de un precio en dinero, de acuerdo a estipulaciones que han sido definidas por ella para ofrecerlas a muchos usuarios no determinados. Art. 128, ley 142 de 1994.

almacenamiento de sus excedentes. Ese esquema se ha aplicado con múltiples variaciones por ejemplo el tiempo dentro del cual es posible demandar de la red esta energía “almacenada”; este plazo puede ser diario, mensual o anual; también se ha implementado realizar un balance neto diario con liquidación económica de los kWh entregados la red, sin embargo para facilitar la operación del sistema es recomendable que este mecanismo sea acompañado de un compromiso de energía firme con el sistema, lo cual puede ser de difícil implementación por el carácter variable de las FNCER. El sistema de créditos de energía puede ser combinado también con algún tipo de subsidio para plantas FNCER, sin embargo es necesario un análisis detallado de la forma de cobrar y pagar este incentivo, para que el esquema no termine subsidiando a las personas con capacidad económica suficiente para instalar un proyecto FNCER en sus casas, con dinero de personas con menos recursos económicos que no tiene la capacidad de hacerlo, como está sucediendo en Alemania actualmente. Normalmente este tipo de esquemas van a acompañados de medidas de respuesta de la demanda, con precios diferenciales de consumo de energía en función de la hora del día.

4.4.2 Cargo por Confiabilidad y ENFICC plantas menores

Para incrementar la participación de pequeños agentes en el Cargo por Confiabilidad la CREG ha emitido varias propuestas para la inclusión de las plantas menores y no despachadas centralmente en el esquema, la más reciente es la contenida en la resolución 239 de 2015, la cual propone un esquema basado en:

- Un margen de tolerancia del 10% entre la energía ofertada diaria y la real generada.
- Creación de tres grupos que el generador escoge libremente, cada grupo tiene un rango de frecuencia máxima de días en el mes, en que una planta puede sobrepasar el umbral de desviación permitido. El grupo 1 tendría un umbral de 3 días, el grupo dos de 10 días en un mes y el grupo tres 25 días en un mes.
- Si sobre pasa el umbral en una frecuencia mayor a la permitida, debe devolver el valor del CERE correspondiente al grupo así: grupo uno 0%, grupo dos 10% y grupo tres 20%
- Crea una regla para el cálculo del ENFICC para plantas mayores y menores a 5 MW

- Se permite la participación de estas plantas en el mercado secundario del Cargo por Confiabilidad.

Estas propuestas pretenden incentivar el desarrollo de plantas de este tipo mediante un incremento en la remuneración que pudieran obtener del mecanismo del cargo por confiabilidad al permitirles la participación del mercado secundario, con lo cual se pretende darle un mayor dinamismo al mercado e incentivaría las futuras plantas con FNCER. Sin embargo la limitación para incorporar plantas menores al mercado sigue siendo la dificultad para que estas puedan comprometerse con cantidades de energía firme y con las obligaciones comerciales que exige el mercado. Debe hacerse el seguimiento a futuro de las fórmulas de cálculo para el ENFICC de este tipo de plantas, para determinar si las estrategias propuestas si representan su realidad operativa.

4.4.3 Infraestructura

El Código de Redes vigente, resolución CREG 025 de 1995, debe actualizarse e incluir requisitos particulares para este tipo de generadores, deben desarrollarse especificaciones técnicas con las características mínimas que deben poseer los equipos a conectar a la red en función de su tecnología, nivel de armónicos permitidos, esquemas de protecciones, se requiere definir niveles de tensión permitidos de conexión de acuerdo con la potencia de planta. Esta información debe ser ampliamente difundida entre la comunidad general para facilitar el desarrollo de este tipo de fuentes. Así mismo los operadores de red deben realizar un diagnóstico de sus redes y estudiar el impacto de la integración de autogeneración a pequeña escala, lanzar las alertas para que la CREG contemple en los esquemas de remuneración los activos necesarios para la adecuación de estas a las nuevas necesidades operativas.

4.4.4 Ambiental y licenciamiento

Las plantas de menos de 10 MW no requieren licencia ambiental, sin embargo si requieren permiso de uso del recurso natural que empleen. El decreto 1541 de 1978 que reglamenta e uso energético del agua para generación no reglamento el uso para pequeñas centrales. Existe un vacío jurídico total en materia de reglamentación ambiental para proyectos de generación a pequeña escala, es primordial que el gobierno

de prioridad es este tema no solo por el impacto sobre los proyectos de generación sino por el impacto que se tendría sobre los recursos naturales y el medio ambiente.

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

Existe una tendencia mundial en reconocer los efectos adversos del cambio climático en el medio ambiente, generando el desarrollo de iniciativas para promover el uso de las energías limpias. Los países con mayor nivel de inversión en renovables son China, Estados Unidos, Japón, Reino Unido y Alemania. El aumento en la demanda de proyectos de energía limpia, ha impulsado a las empresas productoras a desarrollar tecnologías y equipos más eficientes, los cuales por efecto de economía de escala, han reducido sus costos de acceso al público. Lo anterior ha ayudado a incentivar el desarrollo de las energías limpias que en 2014 representaron el 15.2% del total de energía consumida a nivel mundial.

La matriz de producción energética colombiana se compone principalmente de combustibles fósiles siendo el petróleo (40%), el carbón (46.2%) y el gas natural (8.4%) los más representativos. Dentro de las energías renovables no convencionales se destaca biomasa (1.7%), otras fuentes como eólica y solar (0.004%) tiene una participación incipiente.

La matriz de generación de energía eléctrica está compuesta mayormente por hidroelectricidad (69.9%), plantas térmicas fósiles (29.46%), cogeneración por biomasa (0.53%) y eólicas (0.11%). Es altamente vulnerable frente a eventos climáticos, dependiente de las reservas de combustibles fósiles y de sus precios de mercado, circunstancia que fue evidente en el pasado fenómeno del Niño del 2016, donde no se tenía capacidad suficiente de producción de gas natural para abastecer los contratos de suministro de las plantas térmicas y al tener bajos niveles en los embalses se puso en riesgo el suministro de energía eléctrica para el país. Se requiere por tanto diversificar la

matriz de generación de energía eléctrica y para ello las fuentes renovables no convencionales pueden jugar un papel muy importante.

Colombia cuenta con potenciales importantes en recursos energéticos primarios renovables no convencionales que pueden ser aprovechados para producción de electricidad, se tiene una radiación promedio en el país de 4,5 kWh/m²/d, vientos del orden de 9 m/s a 100m. de altura, en el departamento de la guajira, con una potencia de generación país estimada de 29500 MW, potenciales estimados de 450000 TJ/año en biomasa y en energía geotérmica se estima un potencial de entre 1 y 2 GW.

La UPME proyecta un crecimiento de la demanda de energía del 3.05% promedio anual y de potencia del 2.3% promedio anual para el 2030, respecto a los niveles del 2015. Demanda que podría ser cubierta en algún porcentaje con generación de fuentes no convencionales si se toman medidas para llegar a la meta propuesta de 6.5% de participación de FNCE para el 2020.

Respecto de las leyes y políticas desarrolladas a nivel mundial para incentivar y desarrollar las energías renovables el 75% de los países tienen alguna ley mayormente relacionada con metas y porcentajes de incorporación en el corto y largo plazo; para cumplir las metas se han empleado diferentes estrategias que podemos dividir en dos grupos compuestos por un lado, de aquellos países donde el servicio público de energía eléctrica esta en poder del estado y que han utilizado una estrategia de subastas de capacidad de generación y tecnología con acuerdos de pago tipo PPA a 10 , 20 o 30 años; por otro están los países que han creado un mercado para la prestación del servicio público de energía eléctrica y que han optado por subsidios por cada kWh generado, tarifas preferenciales reguladas tipo FEED-IN y cuotas mínimas obligatorias de generación con energías limpias para atender la demanda. También es común la implementación de alivios tributarios relacionados con el desarrollo de los proyectos y la creación de fondos para la financiación e investigación. Para las plantas menores el esquema más utilizado a nivel mundial es el de créditos de energía con variaciones en el plazo para tomarla de regreso de la red o con balance neto diario.

El modelo económico implementado en Colombia para la prestación del servicio público de energía eléctrica consiste en un mercado de libre competencia para las actividades de generación y comercialización, dando lugar a un mercado mayorista de compra venta de energía. El fundamento jurídico está contenido en la constitución política de Colombia de 1991, artículos 365 a 370, en donde se establecen los principios fundamentales basados en la libre participación de terceros en las actividades del sector, un régimen tarifario basado en una estructura de costos, solidaridad y redistribución de los ingresos. Por tal motivo cualquier incentivo tributario o económico, o estructura tarifaria para incentivar las FNCER debe estar dentro de este marco normativo, debe fundamentarse en una estructura que refleje los mínimos costos o costos eficientes de la actividad, solidaridad y redistribución de ingresos entre personas con mayores recursos económicos y las más pobres o comunidades vulnerables.

La promulgación de la ley 1715 de 2014 constituye el paso más importante que ha dado el gobierno nacional para la promoción desarrollo e implementación de las FNCER , define responsabilidades y funciones a nivel institucional dentro del estado, crea mecanismos de financiamiento para proyectos e investigación, contiene instrumentos específicos como la integración de autogeneradores al mercado de energía a través de la venta de sus excedentes sin importar potencia instalada ni tecnología empleada, estímulos económicos para quienes quieran desarrollar proyectos FNCER como depreciación acelerada de activos y exenciones tributarias como no pago de IVA ni de aranceles de importación y reducción en la renta, contiene medidas de respuesta en demanda y eficiencia energética.

El marco normativo del sector eléctrico fue desarrollado para un modelo de distribución de energía compuesto por grandes plantas de generación, redes y subestaciones de transmisión y sistemas de distribución con circuitos radiales desde las subestaciones frontera hasta los usuarios finales. La ley 1715 de 2014 propone un modelo más orientado hacia la generación distribuida para el desarrollo de las FNCER, incorporando al esquema a los autogeneradores quienes antes de la ley no podían vender sus excedentes al mercado. Esto implica que las leyes ambientales y de licenciamiento, el código de redes, los mecanismo comerciales y de cargo por confiabilidad deben adaptarse a la nueva realidad del sector eléctrico colombiano, tratando de buscar la mejor fórmula para dinamizar el mercado al tiempo que se incentivan los FNCER y se

diversifica la matriz de generación para incrementar la seguridad en el suministro para el país. Esta adaptación del marco normativo debe llevarse a cabo de forma tal que brinde estabilidad, seguridad jurídica y permitir realizar proyecciones económicas en el largo plazo a los agentes interesados en desarrollar nuevos proyectos FNCER.

La UPME definió el límite máximo de potencia para autogeneración a pequeña escala en 1MW. En razón a lo anterior la adaptación del marco normativo debe tener en cuenta la existencia de cuatro grupos diferenciales de agentes de generación. Por un lado están los agentes generadores cuyo objeto principal es la venta de energía, diferenciados entre sí por su potencia de planta, menores a 10MW, entre 10 y 20 MW y mayores a 20MW; los autogeneradores a gran escala con potencia de planta mayor a 1MW, los autogeneradores a pequeña escala y los Cogeneradores. Para los auto generadores a gran escala se decidió aplicar la misma regulación, condiciones, garantías y obligaciones existentes para los agentes ya integrados al SIN. La regulación debe tener en consideración que los autogeneradores y cogeneradores producen energía para atender sus propias necesidades, su objeto principal no es la venta de energía, por tanto si se quiere que estos se integren al sistema eléctrico, la reglamentación no debe imponer cargas onerosas a estos agentes.

En relación con los avances regulatorios para plantas de generación y los autogeneradores a gran escala con FNCER, los mecanismos de mercado adoptados constituyen una barrera para el desarrollo de las FNCER ya que no tienen en cuenta el carácter variable de este tipo de fuentes al depender altamente del clima para el caso de la generación eólica y solar. Las proyecciones de energía firme para el corto plazo y el mercado diario son de difícil predicción, por tanto son altamente susceptibles de penalidades derivadas de posibles incumplimientos de sus obligaciones con el mercado. Al mismo tiempo impone altos costos transaccionales, creación de nuevas áreas operativas con personal calificado para cumplir los requerimientos de la operación diaria, para aquellos autogeneradores que deseen participar en el mercado.

La CREG tiene bajo estudio un mecanismo de mercado para proyectos FNCER que permita subsanar su carácter variable, basado en tarifas preferenciales y en la obligación de atención de la demanda con energía proveniente de estas fuentes, se deben realizar

los análisis económicos correspondientes para que la implementación de estos mecanismos no repercutan en incrementos desproporcionados en la tarifa de energía a los usuarios finales.

El mecanismo del cargo por confiabilidad solo permite la participación en las subastas de las OEF de plantas despachadas centralmente, limitando la participación de plantas menores de 20MW, agentes cogeneradores, y autogeneradores. El mecanismo de cálculo del ENFICC se ajustó reciente mente para las FNCER, eólica, solar y geotérmica, debe hacerse el seguimiento para determinar si se adapta a la realidad operativa de estas plantas.

Existe un vacío normativo respecto de los requisitos ambientales para el estudio y licenciamiento de proyectos FNCER a pequeña y gran escala en el país, la ley ambiental incluye requisitos para proyectos convencionales, se requieren capítulos especiales para estas tecnologías.

En relación con la redes de transmisión y distribución, estas deben adaptarse a los nuevos requerimientos planteados por la ley 1715 la cual pretende implementar esquemas de generación distribuida. El código de redes no contempla requerimientos técnicos para conexión y especificación de equipos para proyectos FNCER.

Las zonas no interconectadas operan bajo el esquema de áreas de servicio exclusivo, en ellas no opera el mercado eléctrico, ni el código de redes, no existe una reglamentación marco para la prestación de servicios públicos en estas áreas.

Para la autogeneración a pequeña escala a la fecha no se ha desarrollado ningún avance para su reglamentación e integración al sistema eléctrico. La ley 1715 propone un esquema de balance neto, que permita a los autogeneradores entregar excedentes al sistema. Se requieren especificaciones técnicas de equipos, contadores bidireccionales etc. Las redes de distribución deben migrar a esquemas de redes inteligentes, con protecciones auto ajustables, se debe analizar el impacto de la incorporación de esta autogeneración y la inyección de potencia sobre esas, por parte de los usuarios. En materia ambiental no existe ninguna reglamentación relacionada con plantas menores,

esta debe desarrollarse de manera urgente para superar el limbo jurídico en que se encuentra este tipo de proyectos actualmente.

En cuanto a la posibilidad de participación del cargo por confiabilidad de las plantas menores, la CREG quiere implementar un esquema que les permita participar del mercado secundario. Es una buena línea de acción a seguir ya que se convierte en incentivo para este tipo de agentes.

A pesar que los costos de diseño, construcción y puesta en marcha de proyectos FNCER han disminuido en los últimos años, todavía siguen siendo elevados para el entorno colombiano, los análisis económicos realizados por la UPME, incluyendo los incentivos de la ley 1715 de 2014, han mostrado TIR'S bajas con valores cercanos a un WACC del 8%, para los casos más positivos. Los proyectos eólicos presentan rentabilidades del orden de 8%, los solares rentabilidades negativas y para el mejor caso de 2%, la cogeneración presenta valores cercanos al 10%, mientras que la geotérmica rentabilidades entre 4% y 7%. Panorama que se hace más complicado teniendo en cuenta que estas tasas de retorno no tienen en cuenta los costos de los activos de conexión al SIN, que de acuerdo con la regulación vigente deben ser asumidos por el proyecto de generación. Se debe tener presente que estos análisis se realizaron con tasas de cambio del orden de \$2200 pesos por dólar, por tanto no se tuvo en cuenta los efectos de la depreciación del peso para el 2016. El reto más grande que tiene el gobierno a través de sus entes reguladores es por tanto desarrollar un esquema de mercado que permita a los inversionistas de proyectos FNCER obtener tasas de retorno atractivas y superiores a los costos de capital de forma tal que se incentive estas fuentes en el país.

5.2 Recomendaciones

Los mecanismos adoptados no pueden convertirse en barrera de entrada para los futuros agentes, por tanto se recomienda realizar el seguimiento del impacto de la reglamentación expedida a la fecha por el MME, MADS, ANLA, la UPME y la CREG, respecto de la participación de autogeneración a gran escala, cogeneradores y plantas menores en los siguientes temas:

- Trámites y licenciamiento de proyectos.
- Participación de tecnologías FNCER en el mercado eléctrico
- Mecanismos de cálculo del ENFICC según cada tecnología.
- Costos, aspectos positivos y negativos del contrato de representación ante el mercado para autogeneradores y Contrato de respaldo de red.
- Fuentes de financiación
- Proyectos de investigación en FNCER
- Barreras técnicas y tecnológicas para interconexión de proyectos FNCER al SIN.

Se debe facilitar el acceso a la información a los futuros agentes interesados y al público en general, por ello es deseable tener una biblioteca virtual junto con una base de datos, que contenga el marco normativo actualizado, expedido por los diferentes entes involucrados como el MME, MADS, ANLA, la UPME y la CREG, requisitos legales, técnicos y trámites, instituciones responsables para la ejecución de proyectos FNCER. Para ello podría fortalecerse al Sistema de Información Eléctrico Colombiano SIEL el cual ya adelanta una parte de este proceso.

Respecto del licenciamiento ambiental se deben reglamentar específicamente las funciones y responsabilidades de los diferentes entes involucrados como el MADS, ANLA, y las CAR, así como también se debe incluir en la ley ambiental y sus decretos reglamentarios, capítulos específicos para la solicitud y expedición de licencias y permisos de uso de recursos naturales para proyectos FNCER diferenciando cada una de sus diferentes tecnologías y en función de la capacidad de cada proyecto.

El mecanismo de consulta previa con las comunidades es de vital importancia para el desarrollo de futuros proyectos FNCER, por tanto se podrían implementar estrategias y planes de acción con el objetivo de conocer a las comunidades de las áreas de influencia de los proyectos, sus necesidades y crear canales que faciliten el dialogo con el estado y los privados. Para ello se podría aprovechar el camino recorrido por la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, que comparte la misma problemática para el sector de hidrocarburos, con su programa Estrategia Territorial para la Gestión Equitativa y Sostenible del Sector Hidrocarburos ETH; que surge en el 2014, el cual se trata de un mecanismo integral de promoción del desarrollo territorial y la construcción de paz en

regiones donde opera la industria de hidrocarburos, a través del fortalecimiento y la articulación de la institucionalidad pública, la sociedad civil y la industria, mediante la institucionalización del diálogo, la solución alternativa de conflictos y la consolidación de escenarios participativos de planificación para el desarrollo humano⁴⁶. Dado que el objeto de este programa es acercarse a la comunidad afectada por el desarrollo de proyectos de hidrocarburos, para tratar de darle solución a sus inquietudes y facilitar el dialogo y el proceso de la consulta previa, podría aprovecharse este conocimiento ya adquirido o integrarse a esta estrategia el sector eléctrico, complementando, ampliando su alcance y fortaleciendo el programa (el cual se encuentra en etapa incipiente), eliminando su orientación a un sector específico dándole una orientación más amplia para todo el sector energético y que sea liderado por la entidad que en función de su especialidad sea la más conveniente.

Es urgente que la CREG expida la regulación con los mecanismos de participación en el mercado de la autogeneración a pequeña escala. Este mecanismo podría basarse en los créditos de energía y balance neto con un horizonte de tiempo de hasta un año para el consumo de esos excedentes entregados a la red, o implementarse un sistema de balance neto diario con liquidación económica por cada kWh entregado, pero para acceder a esta liquidación el generador debería comprometerse con una cantidad de energía firme, de esta forma se facilitaría el planeamiento diario del sistema.

La regulación Colombiana debe adaptarse al nuevo entorno, en donde se incentiva la generación distribuida y la generación con energías limpias, para ello se requieren reglas claras y estables en el tiempo que brinden las garantías a los agentes interesados en invertir en proyectos FNCER y que faciliten su integración al sistema existente. Por tanto esta adaptación debe incluir varios temas:

- Facilidad de acceso a todos los beneficios contemplados en la ley 1715 de 2014 para todos los agentes interesados en desarrollar proyectos FNCER.

⁴⁶ <http://www.anh.gov.co/Seguridad-comunidades-y-medio-ambiente/SitioETH-ANH29102015/inicio.html>

- El mecanismo de integración debe tener en cuenta el carácter variable de este tipo de tecnologías, y la dificultad que tienen las FNCER para comprometerse con ofertas diarias horarias de energía firme en el corto plazo, como esto representa un problema operativo a nivel de despacho diario, se deben buscar mecanismos que aminoren su impacto, por tanto es recomendable continuar desarrollando las propuestas que tiene la CREG de la creación de un mercado intradiario que permita un margen de maniobra a las plantas renovables para que en caso de no poder cumplir con su obligación estas puedan contratar un respaldo de otro agente. Otro mecanismo adicional o complementario podría ser, la inclusión en el negocio de una actividad nueva de almacenamiento de energía con nuevas tecnologías o a través de embalses a los cuales se bombee agua con energía proveniente de las plantas FNCER, para que luego estas puedan disponer de ella cuando las condiciones de su generación no le permitan cumplir sus compromisos con el sistema, aumentando de esta forma su capacidad de ofertar energía firme al SIN. Este proyecto de almacenamiento podría provenir de iniciativa de un tercero o mediante la asociación en copropiedad entre varios agentes dueños de plantas FNCER de forma tal que hagan uso compartido de este activo. Debe analizarse los mecanismos financiación y la forma de remuneración de la actividad y si el estado tendría participación o no de este tipo de proyectos. Sin embargo se reconocen las dificultades constructivas de este tipo de proyectos.
- La remuneración de la actividad de generación con FNCER debe incluir beneficios económicos por complementariedad con las fuentes convencionales y por los servicios a nivel operativo que este tipo de proyectos puedan representar para la operación del SIN. De esta forma se incentivaría su desarrollo.
- La estructura tarifaria de la actividad de generación debe incentivar el desarrollo de este tipo de proyectos, aplicando un modelo de costos eficientes, libre competencia sin que ello implique un aumento desproporcionado de la tarifa al usuario final, por tanto se podría proponer la aplicación de un impuesto a la energía generada mediante combustibles fósiles para desincentivar su uso y dar señales al mercado para que sea más interesante generar con energías renovables.
- Mecanismos para facilitar la participación en el mercado de las denominadas plantas menores no despachadas centralmente, de forma tal que puedan incrementar su participación en el mecanismo del cargo por confiabilidad.

- Ajuste de los mecanismos de cálculo de las ENFICC, en función de la tecnología empleada por cada planta y su capacidad de generación.
- Regulación de los requisitos y equipo técnico, para la interconexión de las FNCER al SDL. Tanto para plantas mayores como para plantas menores.
- Inclusión en la metodología de remuneración de los STN y SDL, los activos necesarios para facilitar la adaptación de las redes con proyectos de FNCER. Incentivar mediante su remuneración la incorporación de equipo para el desarrollo e implementación de redes inteligentes que permitan la operación de forma eficiente de esquemas de generación distribuida y la venta de excedentes por parte de los autogeneradores.

Colombia como muchos países se caracteriza porque sus potenciales para el desarrollo de FNCER se encuentran localizados en puntos lejanos de las redes eléctricas ya construidas haciendo difícil y costosa su integración. Es deseable que la UPME tenga la facultad de crear una especie de clusters de generación, que pueda facilitar la integración de varios proyectos de generación para que puedan ser ejecutados con un cronograma similar y entren en operación con tiempos coordinados de forma tal que justifique y sea rentable la construcción de las líneas y subestaciones necesarias para su integración al SIN.

Se requiere desarrollar e implementar un esquema para la prestación del servicio público de energía eléctrica en las ZNI que favorezca a las FNCER. A pesar de ser áreas de servicio exclusivas, debe existir una regulación marco que permita la prestación del servicio y la remuneración de la actividad dentro del marco constitucional establecido, diferenciando el esquema entre ciudades pequeñas y comunidades aisladas, lejos de los centros urbanos. Una propuesta sería la creación de áreas de concesión que incluyan los centros urbano y sus áreas rurales; para los centros urbanos podría aplicarse el mecanismo que está bajo estudio por la CREG, mientras que para las áreas rurales podría implementarse un esquema dentro del cual al concesionario se le asigne la obligación de prestarle el servicio a las comunidades del área rural mediante el alquiler de los equipos de generación fotovoltaica, dimensionados en función de las necesidades y características de las comunidades a atender. Los costos iniciales de equipos y puesta en marcha serían asumidos por el concesionario, a cambio este recuperaría su inversión

atreves de una tarifa tipo cargo fijo mensual. De esta forma podría haber un ahorro en CAPEX para la construcción de redes de distribución rurales, y en OPEX para su mantenimiento, al tiempo que se atiende a las comunidades que carecen del servicio de energía eléctrica.

1. Anexo A: Generalidades de la regulación de la energía eléctrica en Colombia

1.1 Del monopolio público al modelo de la competencia

Los fundamentos jurídicos referentes a los servicios públicos en Colombia han tenido diferentes etapas durante la historia del país. En su periodo inicial (1886-1945), cuando comienza a crearse la necesidad de tener servicios públicos, los pocos que había eran prestados por iniciativa privada, para el caso de la energía eléctrica, plantas pequeñas privadas que servían a pequeñas comunidades. Para ese periodo el marco normativo estaba compuesto de manera general por la constitución política de Colombia de 1886, la ley 113 y 126 de 1928 y la ley 109 de 1936. Para el año de 1945 hubo un cambio de modelo y la prestación de los servicios públicos paso de ser iniciativa privada a monopolio público. Durante ese segundo periodo regían la ley 113 y 126 de 1928, la ley 109 de 1936, la reforma constitucional de 1945 y la ley 155 de 1959. Hacia el año de 1992 bajo el estado de emergencia económica y social cambia el modelo de monopolio público al nuevo modelo de competencia, el cual se rige principalmente por la Constitución política de 1991, el decreto 700 de 1992 (derogado por la ley 80 de 1993), la ley 142 de 1994 la cual establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y para el caso de la energía eléctrica la ley 143 de 1994 la cual se conoce como la ley eléctrica que establece el régimen para la generación, interconexión, trasmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional.

Colombia junto con Salvador y Guatemala, son de los pocos países de América Latina que adoptaron el modelo de competencia tanto en el mercado mayorista, (compraventa de grandes cantidades de energía entre agentes generadores y comercializadores), como en el mercado minorista, (venta de energía a usuarios finales, regulados y no

regulados por parte de los comercializadores), otros países de la región como Chile, Nicaragua, Brasil, Panamá, Ecuador, Bolivia, Argentina y Perú, solo adoptaron el modelo de competencia en el mercado mayorista. Países como México (que está en proceso de cambio de modelo a libre mercado), Venezuela, Paraguay, Honduras y Costa Rica, acogieron el modelo de monopolio público, en el cual de forma general no existe la competencia entre agentes, puede existir alguna competencia entre agentes generadores para venderle al estado que finalmente distribuye y vende a los usuarios finales, todo es manejado por el estado.

En términos generales en Colombia la competencia se ha centrado en el mercado mayorista, existen leyes que en su espíritu trataron de crear un mercado para los usuarios, pero que desafortunadamente han quedado en el papel y no han logrado desarrollar la competencia minorista salvo para usuarios no regulados, Las compras para usuarios regulados se hacen a través de mecanismos de subasta pública por parte de los agentes comercializadores que los atienden.

1.2 Marco Normativo

El marco normativo del sector energético en Colombia es el siguiente:

- Constitución Política 1991: Norma de normas, dedico un capítulo al tema de los servicios públicos definiendo el modelo para su prestación.
- 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.
- Ley 142 de 1994 y normas complementarias. Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.
- Ley 143 de 1994 y normas reglamentarias. Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, trasmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.

- Ley 1715 de 2014, Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.
- Decreto 257 de 2004: Por el cual se modifica la Estructura del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE.
- Doctrina y Jurisprudencia.
- Código de Comercio.
- Código Civil.
- Decisión CAN – Normas Internacionales. Normas para intercambios comerciales de energía.
- Decretos Reglamentarios.
- Reglamentaciones de las entidades de Vigilancia.
- Planes de Desarrollo.

1.2.1 Constitución política de 1991

Como base del marco normativo tenemos la constitución política de Colombia de 1991, que en el Título XII, capítulo 5, artículos 365 a 370, define el modelo económico para la prestación de servicios públicos en Colombia, permite la participación de terceros en las actividades del sector, define el régimen tarifario basado en una estructura de costos, solidaridad y redistribución de los ingresos. Conserva para el estado la regulación, control y vigilancia de los servicios públicos. Al interior de su articulado de encuentran los principios constitucionales de 1991 del modelo que son:

- El estado es el director supremo de la economía (Art. 334)
- Existe libre iniciativa económica (Art. 333 y 365)
- Existe libre competencia económica (Art. 333)
- El estado ya no se dedica a actividades empresariales, la reserva de actividades de servicios públicos es excepcional (Art. 365)
- El estado conserva la facultad de intervención (Art. 334)
- El estado se reserva la regulación, control y vigilancia (Art. 365)

1.2.2 Ley 99 de 1993

Esta es la ley marco para el sistema ambiental actual que rige en Colombia, vela por la preservación de los recursos naturales. Es importante porque define que no hay

derechos adquiridos en materia ambiental y que a pesar que un proyecto durante sus etapas de construcción y operación cuente con una licencia ambiental, esto no lo exime de cualquier responsabilidad que pueda tener un tercero por daños al ambiente.

Dentro de su articulado se tiene:

- Se crea el Ministerio de Medio Ambiente (hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible).
- Se reordena el sector público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental – SINA.
- Precisa las Rentas de las Corporaciones Autónomas Regionales: Tasas por uso del Aguas, Tasas Retributivas y Compensatorias, Transferencias del Sector Eléctrico, Porcentaje ambiental del gravamen a la propiedad.
- Licencia ambiental como instrumento de planificación.
- Define las funciones de las entidades territoriales y de la planificación ambiental.

1.2.3 Ley 142 de 1994

Esta es la ley marco que reglamenta la forma en cómo se prestan los públicos domiciliarios en Colombia de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y la telefonía local móvil en el sector rural; a las actividades que realicen las personas prestadoras de servicios públicos; y a las actividades complementarias definidas en dentro de la misma y a los otros servicios previstos en normas especiales (Art.1). A pesar que su contenido se aplica exclusivamente a los servicios públicos domiciliarios, al igual que la constitución política de 1991, dentro de su articulado no se incluye la definición del concepto de servicio público. Este se encuentra definido en el código sustantivo del trabajo y en la ley 80 de 1993 así:

- Código sustantivo del trabajo, (Art. 430): Se considera como servicio público, toda actividad organizada que tienda a satisfacer necesidades de interés general en forma regular y continua, de acuerdo con un régimen jurídico especial, bien que se realice por el Estado, directa o indirectamente, o por personas privadas.

- Ley 80 de 1993 (Art. 2, Num.3): Se denominan servicios públicos, los que están destinados a satisfacer necesidades colectivas en forma general, permanente y continua, bajo la dirección, regulación y control del Estado, así como aquéllos mediante los cuales el Estado busca preservar el orden y asegurar el cumplimiento de sus fines.

De estas definiciones se destaca que la principal característica al definir una actividad como servicio público es que su prestación se debe realizar de forma permanente, regular y continua. Otra característica que merece destacarse de los servicios públicos es su carácter el cual puede ser de tipo administrativo, económico y esencial, esto último significa que no hay derecho a huelga.

En cuanto a los contenidos en términos generales de la ley 142 de 1994 se tienen:

- Intervención del estado. Para que interviene el estado y los principales instrumentos de intervención. (Art. 2, y 3)
- Declara a los servicios públicos objeto de su alcance como “servicios públicos esenciales”. (Art. 4)
- Define la competencia de los municipios, departamentos, y de la nación para la prestación de los servicios públicos. (Art. 5, al 8)
- Define los derechos y los deberes de los usuarios de los servicios públicos. (Art. 9,12)
- Declara la libertad de empresa. (Art. 10)
- Define al servicio público domiciliario de energía eléctrica como el transporte de energía eléctrica desde las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición. También se aplicará esta Ley a las actividades complementarias de generación, de comercialización, de transformación, interconexión y transmisión. (Art. 14.25)
- Define la regulación de los servicios públicos domiciliarios como la facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y de esta ley, para someter la conducta de las personas que prestan los servicios públicos domiciliarios a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos. (Art. 14.18)
- Específica a las personas que pueden ser prestadoras de servicios públicos. (Tit. I)
- Define el régimen jurídico de las empresas de servicios públicos. (Tit. I, Cap. I)

- Define la participación de entidades públicas en empresas de servicios públicos. (Tit. I, Cap. II)
- Habla de los bienes de las empresas de servicios públicos. (Tit. I, Cap. III)
- Define el régimen de actos y contratos de las empresas de servicios públicos. (Tit. II)
- Habla del control de gestión y resultados. (Tit. IV, Cap. I)
- Habla de las expropiaciones y servidumbres. Hace la declaratoria de utilidad pública e interés social para la prestación de servicios públicos. Declara de utilidad pública e interés social la ejecución de obras para prestar los servicios públicos y la adquisición de espacios suficientes para garantizar la protección de las instalaciones respectivas. Con ambos propósitos podrán expropiarse bienes inmuebles. (Art. 56)
- Habla de toma de posesión de las empresas de servicios públicos. (Tit. IV, Cap. IV)
- Define el marco para la regulación, control y vigilancia del estado en los servicios públicos. Así como las funciones de los ministerios, las comisiones de regulación y la Superintendencia de Servicios Públicos.(Tit. V)
- Define el régimen tarifario de las empresas de servicios públicos. El cual se basa en los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia. (Art.87)
- Define el régimen de los subsidios.(Tit. VI, Cap. III)
- Define el régimen de estratificación socio económica. (Tit. VI, Cap. IV)
- Define el contrato de servicios públicos. (Tit. VIII)
- Define algunas normas especiales para algunos servicios, como agua potable y saneamiento, energía eléctrica y gas combustible. (Tit. IX).

1.2.4 Ley 143 de 1994

Esta ley es llamada ley del sector eléctrico, establece el régimen para las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad (Art. 1).

Definió los principios que deben regir el desarrollo y la ejecución de las actividades del sector energético así (Art.6):

- Eficiencia, obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico.
- Calidad, el servicio prestado debe cumplir los requisitos técnicos que se establezcan para él.
- Continuidad, implica que el servicio se deberá prestar aun en casos de quiebra, liquidación, intervención, sustitución o terminación de contratos de las empresas responsables del mismo, sin interrupciones diferentes a las programadas por razones técnicas, fuerza mayor, caso fortuito, o por las sanciones impuestas al usuario por el incumplimiento de sus obligaciones.
- Adaptabilidad, conduce a la incorporación de los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico.
- Neutralidad, exige dentro de las mismas condiciones, un tratamiento igual para los usuarios, sin discriminaciones diferentes a las derivadas de su condición social o de las condiciones y características técnicas de la prestación del servicio.
- Solidaridad y redistribución del ingreso, se entiende que al diseñar el régimen tarifario se tendrá en cuenta el establecimiento de unos factores para que los sectores de consumo de mayores ingresos ayuden a que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los consumos de electricidad que cubran sus necesidades básicas.
- Equidad, el Estado propenderá por alcanzar una cobertura equilibrada y adecuada en los servicios de energía en las diferentes regiones y sectores del país, para garantizar la satisfacción de las necesidades básicas de toda la población.

Desde el inicio de su aplicación o vigencia surgieron diferentes interpretaciones. Para algunos en el sector eléctrico prevalecía la ley 142 de 1994, mientras que para otros debido a su carácter especial la ley 143 de 1994 tenía aplicación preferente. Esta discusión fue superada cuando la Sala de Consulta y Servicio Civil del Consejo de Estado, mediante concepto precisó el alcance entre una y otra, particularmente dijo que

debido a su naturaleza especial y exclusiva al sector de energía eléctrica la Ley 143 regía de modo preferente sobre la Ley 142, esta última es complementaria de la ley especial⁴⁷. La Ley 143 regula ocho grandes aspectos del sector eléctrico [59]:

- Principios generales y fines.
- Participación de agentes económicos privados, públicos y mixtos, en un ambiente de libre competencia.
- Planeamiento de la expansión del sistema eléctrico.
- Esquema institucional y comercial, estructurado en forma integral y coordinada.
- Función de regulación y organización de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.
- Mercado de energía mayorista.
- Operación económica del Sistema Interconectado Nacional.
- Régimen económico y tarifario del servicio público de energía eléctrica.

Dentro de su articulado declaró al servicio público de energía eléctrica junto con sus cuatro actividades principales, generación, transmisión, distribución y comercialización, de carácter esencial, obligatorio y solidario y de utilidad pública (Art. 5). El carácter de esenciales implica que no hay derecho a huelga para ninguna de las actividades del sector. El carácter de utilidad pública implica que las obras y las servidumbres se pueden imponer al igual que la posibilidad de expropiar bienes.

En resumen la expedición de las leyes 142 y 143 constituyó un avance importante en materia de normatividad jurídica de los servicios públicos, al igual que en el ordenamiento del nuevo sector, que hasta entonces no poseía un estatuto que reglamentará de forma ordenada las actividades, las competencias y responsabilidades de los agentes participantes.

⁴⁷ Consejo de Estado, Sala de Consulta y Servicio Civil. Concepto del 9 de febrero de 1995, C.P.: Javier Henao Hidrón. Señalo: "...dada su naturaleza especial referida exclusivamente al servicio de energía eléctrica, la Ley 143 regirá de modo preferente con respecto a aquellas normas que contraríen en forma específica las disposiciones generales de la Ley 142; pero si no existiere contradicción, entonces la Ley 142 es la llamada a complementar las normas de la ley especial".

1.3 Actividades del servicio de electricidad

A partir de la ley 143 de 1994 el servicio de electricidad se divide en cuatro actividades:

- Generación
- Transmisión
- Distribución
- Comercialización

Cada una de estas actividades puede ser prestada por empresas públicas, privadas, o mixtas, bajo las siguientes condiciones:

- Si una empresa estaba integrada antes de la expedición de la ley, es decir que ejercía más de una de estas cuatro actividades de forma combinada, podía seguir integrada bajo el esquema del nuevo modelo, al considerarse este como un derecho adquirido. Sin embargo estas empresas no pueden absorber empresas de servicios públicos creadas con posterioridad a la vigencia de la ley 143 de 1994 que tengan por objeto alguna de las actividades de generación, transmisión o distribución⁴⁸.
- Las empresas nuevas no pueden ejercer estas actividades de forma combinada. La actividad de comercialización sólo puede ser desarrollada por aquellos agentes económicos que realicen algunas de las actividades de generación o distribución y por los agentes independientes que cumplan las disposiciones que expida la comisión de regulación de energía y gas⁴⁹.

La Comisión De Regulación De Energía y Gas (CREG), reglamentó el funcionamiento del sistema eléctrico colombiano mediante un cuerpo de resoluciones llamado Código de Operación el cual se compone por las siguientes resoluciones:

- Código de Redes, resolución 025 de 1995.
- Reglamento de Distribución, resolución 070 de 1998.

⁴⁸ Resolución CREG 095 de 2007. Art 1

⁴⁹ Ley 143 de 1994. Art. 7 y 74.

- Estatuto de Racionamiento de Energía, resolución 217 de 1997, derogada por resolución 119 de 1998.
- Reglamento Comercial, resolución 024 de 1995, 054 de 1994, 80 de 1995.

Estas resoluciones son de obligatorio cumplimiento para cualquier agente o empresa que desee participar en alguna actividad del sector eléctrico.

1.3.1 Esquema institucional

El esquema institucional del sector eléctrico colombiano está compuesto de las siguientes funciones y organismos responsables [42]:

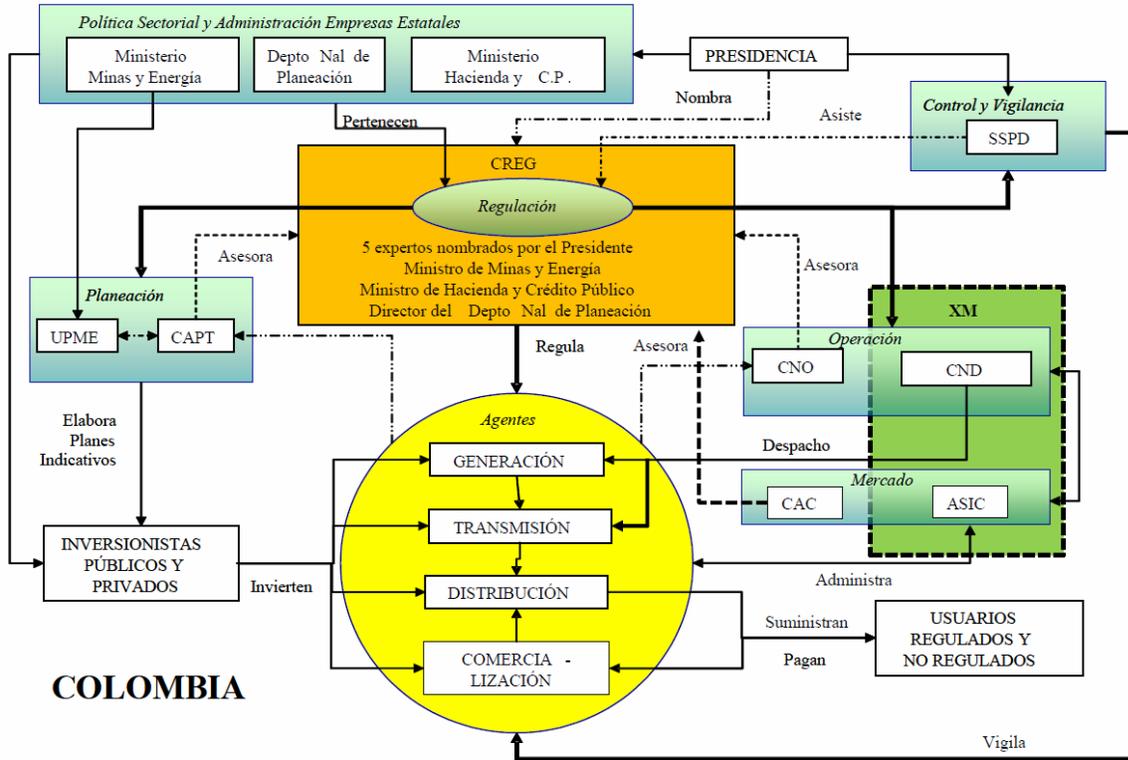
- Política, el Gobierno Nacional está encargado de diseñar la política del sector, a través del Ministerio de Minas y Energía.
- Regulación, La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la encargada de reglamentar, a través de normas jurídicas, el comportamiento de los usuarios y las empresas con el objetivo de asegurar la prestación de estos servicios públicos en condiciones de eficiencia económica con una adecuada cobertura y calidad del servicio.
- Planeación, a cargo está la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Realiza planes de expansión del sistema interconectado nacional a corto y largo plazo, cumpliendo los requerimientos de calidad, confiabilidad, y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía.
- Mercado, está compuesto por los usuarios que se clasifican en regulados y no regulados, y los agentes.
- Regulados, persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Aquí está la mayoría de usuarios comerciales, oficiales y los residenciales clasificados por estratos socioeconómicos, y algunos industriales.
- Usuarios No regulados, persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a un valor en MW o a un consumo mensual mínimo de energía en MWh por instalación legalizada, definidos por la Comisión, cuya energía es utilizada en un mismo predio o en predios contiguos. Sus compras de electricidad se realizan a

precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor. Ellos pueden negociar libremente los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización de energía. En este nivel de consumo están industriales y comerciales que son grandes consumidores.

- Agentes, llevan la energía al usuario final (generadores, transportadores, distribuidores, comercializadores y administradores).
- CND, El Centro Nacional de Despacho opera el mercado. Planea, supervisa y controla la operación de los recursos de generación, transmisión e interconexión para garantizar una operación segura, confiable y económica. Es un dependencia de la empresa Expertos en Mercado (XM), filial de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA).
- ASIC, Es el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales. Responsable del registro y liquidación de los contratos de largo plazo, de las transacciones en la Bolsa y de mantener el sistema de información del Mercado de Energía Mayorista (MEM). Es un dependencia de la empresa Expertos en Mercado (XM), filial de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA).
- LAC, Es el liquidador y administrador de cuentas del Sistema de Transmisión Nacional, encargado de facturar, cobrar y distribuir los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN).
- El Consejo Nacional de Operación (CNO), del sector eléctrico, tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica y ser el ejecutor del Reglamento de Operación.
- Supervisión y control, está en cabeza de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), encargada de vigilar el comportamiento de los agentes y sancionar las violaciones a las leyes y reglas.

Un esquema gráfico se muestra en la Figura 1-1:

Figura 5-1: Esquema institucional [44].



Para las zonas no interconectadas las cuales tienen un régimen especial diferente al sistema interconectado nacional (SIN), se tiene el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas, (IPSE). Inicialmente se llamó Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, (ICEL), posteriormente con el decreto 1140 de 1999 del MME, se le cambio el nombre a Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas. Posteriormente se expidió el decreto 257 de 2004 de la Presidencia de la Republica, en el cual se le dio el nombre que tiene actualmente junto con las siguientes funciones:

- Ejecutar los lineamientos y las políticas del Ministerio de Minas y Energía, a través de los planes, programas y proyectos de infraestructura energética, tendientes a incentivar los procesos productivos y a elevar la calidad de vida de las poblaciones de su jurisdicción, de manera tecnológica, económica, ambiental y socialmente sostenible

- Elaborar conjuntamente con el Ministerio de Minas y Energía y los entes territoriales, los planes, programas y proyectos de la infraestructura energética para las zonas no interconectadas.
- Adelantar, la ejecución y supervisión de obras para la infraestructura energética de las ZNI.
- Celebrar todo tipo de negocios, contratos y convenios que se requieran.
- Asesorar y prestar apoyo técnico para la administración, operación y mantenimiento de la infraestructura energética.
- Prestar asesoría, conjuntamente con organizaciones internacionales, en materia de mecanismos y esquemas de participación comunitaria para la construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura energética.
- Realizar transacciones internacionales de energía con interconexiones de países vecinos para las ZNI.

1.3.2 Actividad generación

La generación es la conversión de energéticos primarios como el petróleo, el gas, el carbón, el sol, el agua etc., en energía eléctrica.

De acuerdo con las definiciones de la ley 1715 de 2014, puede provenir de:

- Fuentes convencionales de energía, que son aquellas que son utilizadas de forma intensiva y ampliamente comercializadas en el país. Ej., generación hidráulica, térmica a gas, térmica a carbón.
- Fuentes no convencionales de energía, (FNCE), son aquellas que provienen de recursos disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de forma marginal y no se comercializan ampliamente. Ej., energía nuclear, FNCER.
- Fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), son aquellas que provienen de recursos renovables disponibles a nivel mundial, que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de forma marginal y no se comercializan ampliamente. Ej., biomasa, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la solar, la geotérmica y los mares.

Las características de la actividad de generación desde el punto de vista normativo son las siguientes:

- Es una actividad de libre acceso. En Colombia cualquier inversionista tiene el derecho de construir plantas de generación, así quedo estipulado en la ley 143 (Art.24), la construcción de plantas generadoras, con sus respectivas líneas de conexión a las redes de interconexión y transmisión, está permitida a todos los agentes económicos.
- Libertad de salida. No existen barreras para que un agente se retire de la actividad, sin embargo este debe dar previo aviso de su salida, se debe efectuar un estudio del impacto que ocasionaría sobre el sistema y como solucionarlo. Adicional debe dejar estipulado claramente que agente asumirá sus obligaciones de energía firme para el cargo por confiabilidad.
- Existe libre acceso a las redes. Cualquier agente generador se puede conectar a la red previo estudio de factibilidad e impacto técnico sobre la red. Se requiere permiso de conexión.
- En el artículo 29 de la ley 143, especifica que la conexión a la red nacional de interconexión de una red regional de transmisión, de una red de distribución, de una central de generación o de un usuario impone a los interesados las siguientes obligaciones: a) Cumplir las normas técnicas que dicte el Ministerio de Minas y Energía; b) operar su propio sistema con sujeción a las normas que expida la Comisión de Regulación de Energía y Gas y a los acuerdos del Consejo Nacional de Operación, y c) Ejecutar las obras necesarias para la conexión de sus instalaciones y equipos a la red nacional de interconexión.
- Es de obligatorio cumplimiento el código de operación para aquellos agentes que se encuentren conectados al SIN. Para las ZNI se acatará lo estipulado en el contrato de concesión de la zona respectiva.
- Sus ingresos están dados por transacciones en bolsa de energía, cargo por confiabilidad y servicios asociados a la generación, los cuales pueden ser:
 - Servicios Complementarios:
 - Respaldo y potencia
 - Servicios asociados de generación:
 - Regulación primaria de frecuencia

- Regulación secundaria de frecuencia
- Reserva Rodante
- Suministro de reactivos

De acuerdo con la resolución CREG 055 de 1994, los agentes generadores se clasifican en función de su potencia de la siguiente manera:

- Plantas mayores: potencia generada mayor a 20MW.
 - Son despachadas centralmente
 - Venden su energía en el mercado mayorista a precio de bolsa, o a través de contratos a precios libremente acordados según la reglas establecidas en la 055 de 1994.
 - Deben cumplir con el artículo 45 de la ley 99 de 1993 en relación al pago de transferencias y derechos del agua, para el caso de las plantas hidráulicas.
- Plantas menores: potencia generada menor a 10MW.
 - No requieren licencia ambiental. Deben cumplir con el artículo 45 de la ley 99 de 1993 en relación al pago de transferencias y derechos del agua, para el caso de las plantas hidráulicas.
 - No son despachas centralmente
 - No participan en el mercado mayorista
 - Pueden vender su energía a comercializadores que atienden usuarios regulados, participando de la convocatoria pública abierta por estos, o sin convocatoria pública siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor, de lo contrario a precio de bolsa; a comercializadores o generadores que utilicen esa energía para atender exclusivamente usuarios no regulados a través de contratos a precios libremente acordados.
- Plantas menores con capacidad efectiva mayor o igual a 10 MW y menor de 20 MW CREG 86 de 1996 y 039 de 2001.
 - Es discrecional si desean participar o del mercado mayorista
 - Es discrecional si desean ser despachadas de forma central
 - Es discrecional si desean someterse a la reglamentación para plantas mayores a 20 MW o si desean operar con las normas para plantas menores a 10MW. Una

vez establezcan su forma de operación, estas deben cumplir todas las normas vigentes aplicable a cada una.

Las personas naturales o jurídicas que producen energía para satisfacer sus propias necesidades se clasifican de la siguiente manera:

- Autogeneradores: ley 1715 de 2014. Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades. En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin.
- Cogeneradores: Resolución CREG 05 de 2010. Persona natural o jurídica que tiene un proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica como parte integrante de su actividad productiva, que reúne las condiciones y requisitos técnicos para ser considerado como cogeneración. El Cogenerador puede o no, ser el propietario de los activos que conforman el sistema de Cogeneración; en todo caso el proceso de cogeneración deberá ser de quien realice la actividad productiva de la cual hace parte.

❖ **Aspectos legales para crear una planta de generación**

A continuación se muestran los principales aspectos a tener en cuenta si se desea ser agente generador

- Constituir la empresa como empresa de servicios públicos (ESP.) según ley 142 de 1994.
- Dar aviso a la CREG y registrarse en el Sistema Único de Información SUI. Resolución CREG 56 de 1994.
- Según el energético primario o recurso natural a utilizar:
 - Agua: se requiere concesión del agua
 - Gas o Carbón: Se debe tener contratos de largo plazo para suministro del combustible.

- Si son FNCE: no están claros los requisitos para estas fuentes, falta reglamentación de la ley 1715 de 2014.
- Concesiones y permiso ambientales y sanitarios: Decreto 1220 de 2005. Proyectos de plantas menores a 10 MW no requieren licencia ambiental. Proyectos mayores a 100 MW son competencia del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Proyectos con capacidad efectiva mayor o igual a 10 MW y menor de 100 MW son competencia de las CAR.
- Permisos municipales
- Compra de tierras, expropiación, servidumbres etc.
- Permiso de conexión a la red, STN, STR, SDL. La construcción de estos activos está a cargo del inversor agente generador.
- Consultas previas con comunidades
- Participar en el mercado mayorista para plantas mayores a 20MW, para ello debe:
 - Registrarse en el mercado mayorista, firmar de contrato de mandato ante XM.
 - Presentar garantías financieras, pagares, pólizas anticipos etc.
 - Registrar las fronteras comerciales.
 - Compraventa de energía en bolsa o a través de contratos los cuales deben estar registrados ante el ASIC, cada contrato debe contener mínimo: cantidad de energía horaria negociada, precio, frontera comercial.

❖ **Contratos**

Respecto de los contratos que pueden ejecutar lo agentes generadores tenemos:

- Contratos de suministro de energía, este tipo de contrato se puede dar con otros agentes generadores, con agentes comercializadores, los tipos más comunes son: pague lo demandado o pague lo contratado.
- Contrato de compra venta de energía a través de contrato de mandato.
- Contratos financieros, estos son del tipo opción y cobertura, se puede dar entre agentes generador-generador, comercializador-comercializador, generador-comercializador.
- Contrato de representación.
- Contratos de respaldo.

❖ Límites de participación en el mercado

Existen límites a la participación de los agentes generadores en el mercado mayorista definidos de la siguiente manera:

- Como ya se mencionó la ley 143 definió límites a la integración vertical o prestación combinada de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Es decir solo se puede comercializar energía si se es agente generador, o distribuidor. Las empresas que venían ejecutando estas actividades antes del 12 de julio 1994, pueden seguir ejecutándolas de forma combinada.
- Los límites horizontales están definidos en la resolución CREG 128 de 1996 y la 60 de 2007, los cuales estipulan que ningún agente generador puede tener una participación en el mercado mayor al 25%, este porcentaje se determina por medio La suma de la ENFICC de las plantas propias, la de las representadas ante el MEM por el agente, y la de las plantas pertenecientes o representadas por otras empresas con quienes tenga una relación de control, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada de acuerdo con lo previsto en la legislación comercial.

1.3.3 Actividad transmisión

Es la actividad consistente en el transporte de energía eléctrica por sistemas de transmisión y la operación, mantenimiento y expansión del Sistema de Transmisión Nacional⁵⁰.

El Código de Operación define los activos para la actividad de transmisión así:

- Sistema de Transmisión Nacional (STN): Es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, transformadores con sus respectivos módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

⁵⁰ Resolución CREG 011 de 2009.

Las características de la actividad de transmisión desde el punto de vista normativo son las siguientes:

- Al ser una actividad de monopolio natural es regulada por el estado a través de la CREG según los parámetros fijados en la ley 142 de 1994 (Art. 73).
- Existe libertad de construcción de redes, es decir en Colombia existe multipropiedad sobre los activos del STN. Ley 142 (Art. 28). Las empresas que deseen ser Transmisor Nacional (TN) deben constituirse como empresa de servicios públicos y no pueden ejercer ninguna otra actividad del sector⁵¹.
- En el artículo 29 de la ley 143, especifica que la conexión a la red nacional de interconexión de una red regional de transmisión, de una red de distribución, de una central de generación o de un usuario impone a los interesados las siguientes obligaciones: a) Cumplir las normas técnicas que dicte el Ministerio de Minas y Energía; b) operar su propio sistema con sujeción a las normas que expida la Comisión de Regulación de Energía y Gas y a los acuerdos del Consejo Nacional de Operación, y c) Ejecutar las obras necesarias para la conexión de sus instalaciones y equipos a la red nacional de interconexión.
- Libre acceso a las redes: la ley 143 (Art. 30), definió que las empresas propietarias de redes de interconexión, transmisión y distribución permitirán la conexión y acceso de las empresas eléctricas, de otros agentes generadores y de los usuarios que lo soliciten, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que correspondan.
- La expansión se hace de manera centralizada, a través de convocatorias públicas que hace la UPME⁵². Esta entidad determina dentro de su plan de expansión referencial, las nuevas líneas que requiere el STN. La adjudicación de una línea a un inversionista no implica ningún contrato con este. Cuando se adjudica la construcción de la línea, la CREG emite una resolución con los cargos que se le autorizan cobrarle al operador del mercado por transporte de energía.
- La remuneración de la actividad implica cargos por conexión y por uso, aplicando la metodología de ingreso máximo, es una sola tarifa a nivel nacional. los cargos por acceso son todos aquellos que incluyen las obras necesarias para realizar la

⁵¹ Ley 143 de 1994. (Art.74). Y resolución CREG 001 de 1994. (Art. 3)

⁵² Resolución CREG 22 de 2001.

conexión a la red, supervisión y mantenimiento de la infraestructura necesaria para mantener esa conexión. Los cargos por uso los fija la CREG a cada transmisor (TN) con base en los activos propiedad del TN y en la energía consumida en el país, se expresa en \$/KWh. Este cargo lo pagan los usuarios por cada kWh consumido, considera condiciones de calidad del servicio y confiabilidad, tiene vigencia por 25 años, posteriormente se remunera únicamente la operación de los activos, existe penalización por no disponibilidad de la red. Según la ley 142 (art.126), la fórmula tarifaria para la remuneración de esta actividad debe revisarse cada cinco años, la fórmula vigente es la contenida en la resolución CREG 11 de 2009, actualmente está en estudio su revisión CREG 78 de 2014.

- El servicio de la transmisión es responsabilidad de la Nación (interconexión y redes de transmisión regionales), si se necesita una red y ningún inversionista desea participar de la convocatoria pública, el estado es el responsable de su construcción. Esta función la ejecuta a través de la empresa Interconexión Eléctrica S.A. (ISA). Por esta razón ISA está obligado a participar de todas las convocatorias de la UPME.

❖ **Contratos**

Los agentes TN, pueden ejecutar contratos para la construcción de la red, y de operación. También tenemos los contratos de conexión y los transporte, ambos deben estar sujetos a lo estipulado en el condigo de operación.

❖ **Límites de participación en el mercado**

De acuerdo con la regulación actual no existen límites definidos para la actividad de transmisión. Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), empresa de carácter mixto propietaria de la mayor cantidad de activos del STN, sólo puede ampliar su participación en la actividad por medio de la inversión en nuevos proyectos. No se le permite realizar compra de sociedades o participaciones accionarias de otras empresas TN. Ningún agente de otra actividad puede poseer más del 15% de una empresa de transmisión.

1.3.4 Actividad de distribución

Es la actividad de transportar energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV

que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local [69].

De acuerdo con la resolución 97 de 2008 tenemos que:

- Operador de Red de STR y SDL (OR). Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio.
- Sistema de Distribución Local (SDL). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.
- Sistema de Transmisión Regional (STR). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los Activos de Conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.
- Niveles de Tensión. Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:
 - Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
 - Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
 - Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
 - Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

De acuerdo con el marco normativo la actividad tiene las siguientes características:

- Al ser una actividad de monopolio natural es regulada por el estado a través de la CREG según los parámetros fijados en la ley 142 de 1994 (Art. 73).

- Existe libertad de construcción de redes, es decir en Colombia existe multipropiedad sobre los activos del STR Y SDL. Ley 142 (Art. 28). Las empresas que deseen ser (OR) deben constituirse como empresa de servicios públicos y pueden ejercer de forma exclusiva la actividad de distribución o combinarla con la actividad de comercialización⁵³.
- Libre acceso a las redes: la ley 143 (Art. 30), definió que las empresas propietarias de redes de interconexión, transmisión y distribución permitirán la conexión y acceso de las empresas eléctricas, de otros agentes generadores y de los usuarios que lo soliciten, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que correspondan.
- La expansión del sistema le corresponde al OR, para ello presenta sus planes de expansión a la UPME, sin embargo si existen áreas que requieren el servicio y el OR no desea construir las redes para atenderlas, estas se pueden desarrollar con recursos públicos, normalmente regalías. También es permitido que particulares construyan las redes que requieren y que las operen y mantengan o las entreguen en concesión o se las vendan al OR. Cualquiera sea el propietario de los activos siempre se debe cumplir con el código de operación en lo pertinente. También se debe contar con los permisos municipales, ambientales, servidumbres, compra de terrenos, expropiaciones, etc.
- Al ser una actividad monopólica los ingresos esta regulados por el estado. Al igual que en la actividad de transmisión se reconocen cargos por conexión y por uso los cuales son fijados por la CREG a cada OR con base en los activos registrados dentro de su propiedad y en la energía consumida en cada región, se expresa en \$/KWh. Este cargo lo pagan los usuarios de la misma región por cada kWh consumido, considera condiciones de calidad del servicio, calidad de potencia, confiabilidad y perdidas. El cargo es revisado de forma anual para actualizar los ingresos de OR en función de las inversiones que este haga en el transcurso del año.
- El decreto 388 de 2007 ordenó a la CREG conformar dentro de la metodología de la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, áreas de distribución, las cuales se definen como el “Conjunto de redes de Transmisión

⁵³ Ley 143 de 1994. (Art.7 y 74).

Regional y/o Distribución Local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.”, y se establece que debe existir un Cargo Único por Nivel de Tensión por cada ADD. La reglamentación de estas regiones se encuentra en la resolución CREG 058 de 2008.

- Para calcular el cargo por transporte y distribución que paga un usuario, se tienen en cuenta todas las redes por las que pasa la energía que este consume; por ejemplo si un industrial se conecta a nivel de tensión IV, solo se le cobran los cargos uso de las redes de ese nivel de tensión, si un usuario se conecta a un nivel de tensión se le cobran los cargos por el uso de los niveles IV+III+II+I, o los que use, no necesariamente usa todos.

❖ **Contratos**

Los agentes distribuidores al igual que los de transmisión, pueden ejecutar contratos para la construcción de la red, y de operación. También tenemos los contratos de conexión y los transporte, ambos deben estar sujetos a lo estipulado en el condigo de operación.

❖ **Límites de participación en el mercado**

Existen límites a la participación de los OR en el mercado mayorista definidos de la siguiente manera:

- Como ya se mencionó la ley 143 definió límites a la integración vertical o prestación combinada de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Es decir solo se puede comercializar energía si se es agente generador, o distribuidor. Las empresas que venían ejecutando estas actividades antes del 12 de julio 1994, pueden seguir ejecutándolas de forma combinada.
- Según la resolución CREG 128 de 1996 (Art.5), ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la actividad de distribución, límite que se calculará como el cociente entre las ventas de electricidad que se realicen en el sistema interconectado nacional por una o varias empresas que tengan usuarios finales conectados a la misma red de distribución y las ventas totales de energía a usuarios finales en el sistema interconectado nacional, medidas en kilovatios hora (kWh).

1.3.5 Actividad de comercialización

La actividad de comercialización consiste en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta en el mismo mercado o a los usuarios finales, regulados o no regulados, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico, diferente de transmisión [69].

❖ Características

- Es un negocio de intermediación económica, en el cual es posible desarrollar competencia.
- La comercialización puede ser desarrollada por los agentes generadores y/o distribuidores y por agentes independientes dedicados de manera exclusiva a esta actividad los cuales se llaman comercializadores puros.
- La competencia es posible en la medida que existe libre acceso a las redes
- Sus ingresos se determinan para el caso del mercado no regulado a precios pactados libre mente entre en comercializador y sus clientes. Para el mercado regulado mediante un modelo de eficiencia comparativa establecido por el regulador. Ver resolución 168 de 2008. Actualmente la fórmula tarifaria se encuentra en consulta ver resolución CREG 240B de 2015.
- En Colombia los usuarios se clasifican de la siguiente forma:
 - Usuarios regulados: Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas reguladas.
 - Usuarios No regulados⁵⁴: Para todos los efectos regulatorios, es una persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a un valor en MW o a un consumo mensual mínimo de energía en MWh, definidos por la Comisión, por instalación legalizada, a partir de la cual no utiliza redes públicas de transporte de energía eléctrica y la utiliza en un mismo predio o en predios contiguos. Sus compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor. Los límites vigentes para considerarse en esta

⁵⁴ Resolución CREG 122 de 2003. Art 1.

categoría son, consumo de potencia de 0.1MW o consumo mensual de energía de 55 MWh⁵⁵.

- Es requisito indispensable para acceder al mercado competitivo, que el usuario instale un equipo de medición (CONTADOR) con capacidad para efectuar telemetría, de modo que permita determinar la energía transada hora a hora, de acuerdo con los requisitos establecidos en el Código de Medida del Código de Redes y el Reglamento de Distribución⁵⁶. Lo anterior aplica para usuarios no regulados, para usuarios regulados el contador no tiene exigencias especiales.
- Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores en el mercado mayorista MEM, se encuentra regulada en la resolución CREG 20 de 1996, se efectúan bajo dos modalidades:
 - Mediante la suscripción de contratos financieros bilaterales de compra y venta de energía, cuyos precios y magnitud son establecidos libremente entre compradores y vendedores.
 - Por medio de transacciones directas en la Bolsa de energía, en la cual los precios se determinan mediante una subasta de precios de generadores, tal que los intercambios comerciales son definidos en el contexto de un mercado 'spot' con resolución horaria.
- Las transacciones de venta de energía a los usuarios finales se denomina comercialización minorista de energía. Se encuentra regulada en la resolución CREG 108 de 1997 .Esta actividad la pueden realizar:
 - Para Usuarios No Regulados: Generador, Distribuidor-Comercializador y Comercializador puro.
 - Para Usuarios Regulados: Distribuidor-Comercializador y Comercializador puro. Los comercializadores que venden a usuarios regulados deben tener un contrato de suministro. La energía de acuerdo con la resolución CREG 167 de 2008 (Art.1), debe comprarse mediante procedimientos que aseguren la libre competencia de oferentes. Por ello para atender estos usuarios se realizan convocatorias públicas de compra de energía.

⁵⁵ Resolución CREG 131 de 198. Art.2.

⁵⁶ Resolución CREG 131 de 198. Art.3

- Dentro de las obligaciones de los comercializadores se encuentran principalmente:
 - Medición
 - Facturación
 - Recaudo
 - Atención de peticiones, quejas y reclamos PQR.

❖ **Límites de participación en el mercado**

De acuerdo con la resolución 024 de 2009, (Art.1). Ninguna empresa podrá tener, directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, calculada de la siguiente manera: El Porcentaje de Participación Directa de una empresa en la actividad de comercialización se calculará como el cociente, multiplicado por cien, entre la Demanda Comercial de la empresa, incluida la cantidad que ella atiende de la Demanda No Doméstica, y la suma de la Demanda Total y la Demanda No Doméstica. El resultado se aproximará al número entero más cercano según el método científico de redondeo.

En el cálculo de este porcentaje se empleará la información suministrada por el Centro Nacional de Despacho, medida en kilovatios hora (kWh), para los doce (12) meses anteriores al mes en que se realice dicho cálculo. En él sólo se tendrá en cuenta la demanda de los últimos doce (12) meses de los usuarios atendidos por la respectiva empresa en el momento de hacer el cálculo.

1.3.6 Zonas no interconectadas

Desde el punto de vista de las normas para la prestación del servicio Público de energía eléctrica se puede considerar que Colombia se divide en dos:

- Regiones conectadas al SIN, en las cuales existe mercado mayorista de energía y mercado minorista, que deben cumplir con el código de operación.
- Zonas no interconectadas en las cuales debido a sus características no existe mercado mayorista de energía, no están conectadas al SIN, no es obligatorio el

cumplimiento del código de operación. Aplica áreas de servicio exclusivo y contratos de concesión.

Una Zona no interconectada (ZNI), se define como aquellas zonas como los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN)⁵⁷.

El Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 Tomo II, artículo 114, estableció que el Ministerio de Minas y Energía (MME), continuará diseñando esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas. Para este propósito, podrá establecer Áreas de Servicio Exclusivo para todas las actividades involucradas en el servicio de energía eléctrica.

Un Área de Servicio Exclusivo se define como aquella que por motivos de interés social y con el propósito de que la cobertura de los servicios públicos de acueducto y alcantarillado, saneamiento ambiental, distribución domiciliaria de gas combustible por red y distribución domiciliaria de energía eléctrica, se pueda extender a las personas de menores ingresos, la entidad o entidades territoriales componentes, podrán establecer mediante invitación pública, áreas de servicio exclusivas, en las cuales podrá acordarse que ninguna otra empresa de servicios públicos pueda ofrecer los mismos servicios en la misma área durante un tiempo determinado. Los contratos que se suscriban deberán en todo caso precisar el espacio geográfico en el cual se prestará el servicio, los niveles de calidad que debe asegurar el contratista y las obligaciones del mismo respecto del servicio. También podrán pactarse nuevos aportes públicos para extender el servicio⁵⁸.

Dentro de estas áreas el prestador del servicio al que se adjudique la obligación de prestar el servicio de energía eléctrica podrá desarrollar todas las actividades relacionadas con este, generación, transmisión, distribución, comercialización si así lo establece el contrato de concesión.

⁵⁷ Ley 1715 de 2014. Art.5.

⁵⁸ Ley 142 de 1994, Art. 40.

La ley 143 estableció en su artículo 55, que mediante el contrato de concesión, la Nación, el departamento, el municipio o distrito competente podrán confiar en forma temporal la organización, prestación, mantenimiento y gestión de cualquiera de las actividades del servicio público de electricidad a una persona jurídica privada o pública o a una empresa mixta, la cual lo asume por su cuenta y riesgo, bajo la vigilancia y el control de la entidad concedente. La vigilancia y control del concedente no obsta para que el Ministerio de Minas y Energía, así como otros organismos estatales ejerzan sus facultades legales de regulación, fiscalización, control y vigilancia. El concesionario del servicio de electricidad deberá sujetarse a las disposiciones legales que le sean aplicables; y a lo dispuesto en el respectivo contrato de concesión. El concesionario deberá reunir las condiciones que requiera el respectivo servicio, de acuerdo con los reglamentos que expida el Ministerio de Minas y Energía. El otorgamiento de la concesión se hará mediante oferta pública a quien ofrezca las mejores condiciones técnicas y económicas para el concedente y en beneficio de los usuarios⁵⁹.

Actualmente en Colombia solo existen dos áreas de servicio exclusivo constituidas, la región de San Andrés Providencia y Santa Catalina, y el Departamento del Amazonas.

Como resumen de lo anterior en las ZNI aplica la figura de áreas de servicio exclusivo, en las cuales el MME puede concesionar todas las actividades para la prestación del servicio de energía eléctrica; el concesionario al que se le adjudique una zona, podrá prestar todas las actividades de forma combinada, normalmente queda obligado a generar un porcentaje de la energía total demanda con FNCER, La remuneración de estas actividades será la que quede establecida en el contrato de concesión. Actualmente están en consulta dos propuestas para la remuneración de las actividades de generación distribución y comercialización para ZNI por parte de la CREG, estas se pueden encontrar en las resoluciones CREG 004 de 2014 y en la 027 de 2014.

⁵⁹ Ley 143 de 1994, Art. 55.

1.3.7 Cargo por confiabilidad [43]

Con el objetivo de incrementar la matriz de generación de energía eléctrica y disminuir la dependencia de la generación hidroeléctrica en Colombia desde 1995 y hasta el 2006 funcionó un esquema llamado Cargo por Capacidad, que era un mecanismo de remuneración administrada de la capacidad de generación, que garantizaba un ingreso fijo anual por megavatio instalado, al conjunto de generadores por mantener disponibles sus activos de generación.

Luego de diez años de funcionamiento se consideró necesario migrar hacia un esquema de mercado que proporcionara una señal de largo plazo para promover la expansión del parque de generación en Colombia y que adicionalmente, permita asegurar que los recursos de generación no solo estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones de escasez de energía, sino que este abastecimiento se efectúe a un precio eficiente, para ello se creó el nuevo esquema basado en un mecanismo de mercado denominado Cargo por Confiabilidad, que opera desde el primero de diciembre de 2006 y que está contenido en la resolución CREG 071 de 2006.

El componente central de este esquema son las adjudicaciones mediante subasta pública de Obligaciones de Energía Firme (OEF). Que corresponden a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento.

Durante la vigencia de la OEF, el generador que la adquirió se compromete a:

- Generar, según sea requerido en el despacho ideal, la cantidad diaria de energía firme asociada a su OEF, cuando el precio de bolsa supere el Precio de Escasez.
- Mantener vigentes los contratos de suministro de combustibles y los de transporte de gas natural, cuando sean del caso, que permitan generar la energía asociada a su OEF. En caso de tener contratos que no son suficientes para cubrir el período de vigencia de la OEF, el generador deberá mantener vigentes las garantías de cumplimiento que aseguren la renovación de los contratos de combustibles y transporte de gas natural durante ese tiempo.

La resolución 071 de 2006 definió el Precio de Escasez como valor definido por la CREG y actualizado mensualmente con base en la variación de un índice de precios de combustibles⁶⁰, que determina el nivel del precio de bolsa a partir del cual se hacen exigibles las Obligaciones de Energía Firme, y constituye el precio máximo al que se remunera esta energía.

La energía firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación durante un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales. El cálculo de la ENFICC depende del tipo de energético primario que utiliza la planta de generación, la metodología para este cálculo la define la CREG.

El generador a quien se le ha asignado una OEF recibirá una remuneración fija durante el período de vigencia de la misma, haya sido solicitada o no la Obligación. El precio por cada kilovatio hora de la OEF corresponde al precio de cierre de la subasta en la cual el agente vendió su energía firme, y se denomina Precio del Cargo por Confiabilidad. Cuando esta energía es requerida, además del Cargo por Confiabilidad el generador recibe el Precio de Escasez por cada kilovatio hora generado asociado a su OEF. En caso de generar una energía mayor a su obligación, este excedente se remunera a precio de bolsa.

El período de vigencia de la OEF lo decide el propietario o representante comercial del activo de generación que la respalda. Si es un activo nuevo (al momento de ejecutarse la subasta no se ha iniciado la construcción del mismo) la obligación que respalde puede tener una vigencia mínima de un año y máxima de veinte años. Si es un activo especial (al momento de ejecutarse la subasta, la planta o unidad de generación se encuentra en proceso de construcción o instalación), la obligación que respalde este activo puede tener una vigencia mínima de un año y máxima de diez años y si es un activo existente (que se encuentra en operación comercial al momento de ejecutarse la subasta), la vigencia de la OEF es de un año.

⁶⁰ El índice corresponde al New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price.

La asignación de las OEF entre los distintos generadores e inversionistas, se realiza mediante subasta dinámica. En esta transacción del MEM participan activamente generadores e inversionistas, y la demanda está representada por una función de precio y cantidad de energía determinada por la CREG.

Esta subasta se llevará a cabo tres años antes de requerirse la energía firme. El tiempo que transcurre entre el anuncio de la fecha de la subasta para la asignación de OEF y el final de la vigencia de las OEF, se clasifica en tres etapas: i) Período de Precalificación, ii) Período de Planeación y iii) Período de vigencia de la obligación.

Una vez la CREG anuncia la fecha en que realizará la subasta se inicia el Período de Precalificación, que finaliza el día en que dicha subasta se lleva a cabo. Durante este período los agentes, tanto generadores como inversionistas, envían la información requerida para participar en la asignación. Solo los agentes que hayan cumplido con todos los requisitos estarán calificados para ofrecer su energía firme en la subasta.

Bibliografía

- [1] ANEEL (2012). Resolución Normativa N° 482 del 17 de abril 2012. Establece las condiciones generales de acceso microgeneración y distribuido a sistemas de minigeneración y distribución de energía, sistemas de compensación de potencia, y otras medidas. Agencia Nacional de Electricidad de Brasil. Disponible en: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>
- [2] Argüello A. (2010). Selling Power to the Utility Grid in Nicaragua. GRC Transactions, Vol. 34, 2010. Disponible en: <http://pubs.geothermal-library.org/lib/grc/1028611.pdf>
- [3] Ariño, Gaspar y López de Castro. El Sistema Eléctrico Español. Regulación y Competencia, Montecorvo, 1998.
- [4] Asocaña (2012). Retos de la cogeneración frente a la garantía de abastecimiento energético. Disponible en: http://www.energiamayorista.com.co/MEM_memorias_2012/dia2/ASOCANA_LuisFernandoLondono.pdf
- [5] Balance energético colombiano 1795-2015 revisión 2, UPME, 2016.
- [6] Baratoff MC., Black I., Burgess B., Felt JE., Garratt M., Guenther C. (2007). Renewable power, policy, and the cost of capital: Improving capital market efficiency to support renewable power generation projects. Ann Arbor, MI:University of Michigan, Erb Institute for Global Sustainable Enterprise. Preparado para UNEP/BASE Sustainable Energy Finance Initiative.
- [7] Barnes J., Culley T., Haynes R., Passera L., Wiedman J., Jackson R. (2013). Freeing the grid 2013: Best practices in state net metering policies and interconnection procedures. Latham, NY y San Francisco, CA: Interstate Renewable Energy Council and the Vote Solar Initiative.
- [8] Baron y Besanko, Regulation, Asymmetric Information and Auditing, en Rand Journal of Economics, N° 50, 1984.
- [9] Barron y Myerson. Regulating a Monopolist with Unknown Costs. En

Econometrica, N° 50, 1982.

- [10] Bird L., McLaren J., Heeter J., Linvill C., Shenot J., Sedano R., Migden-Ostrander J. (2013). Regulatory considerations associated with the expanded adoption of distributed solar (No. NREL/TP-6A20-60613). Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- [11] Bird L., Sumner J. (2010). Green power marketing in the United States: A status report (2009 data) (NREL/TP-6A20-49403). Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- [12] COLOMBIA. Asamblea Nacional Constituyente. Constitución Política De Colombia. Bogotá, D.C., 1991.
- [13] COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Documento 077. (22, octubre, 2014). Expansión en generación de energía eléctrica y cargo por confiabilidad. Bogotá, D.C., 2014.
- [14] COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Documento 096. (2 y 3, septiembre, 2015). Reglas para la participación de las plantas no despachadas centralmente en el cargo por confiabilidad (CxC). Bogotá, D.C., 2015.
- [15] COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Resolución 024. (13, julio, 1995). Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación. Bogotá, D.C., 1995.
- [16] COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Resolución 025. (13, julio, 1995). Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Bogotá, D.C., 1995.
- [17] COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Resolución 106. (14, diciembre, 2006). Por la cual se modifican los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión de generadores a los Sistema de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Regional o Sistemas de Distribución Local. Bogotá, D.C., 2006.
- [18] COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Resolución 086. (15, octubre, 1996). Por la cual se reglamenta la actividad de generación

- con plantas menores de 20 MW que se encuentra conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Bogotá, D.C., 1996.
- [19] COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Resolución 085. (15, octubre, 1996). Por la cual se reglamentan las actividades del Cogenerador conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Bogotá, D.C., 1996.
- [20] COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Resolución 084. (15, octubre, 1996). Por la cual se reglamentan las actividades del Autogenerador conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Bogotá, D.C., 1996.
- [21] COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Resolución 070. (28, mayo, 1998). Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Bogotá, D.C., 1998.
- [22] COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Resolución 005. (01, febrero, 2010). Por la cual se determinan los requisitos y condiciones técnicas que deben cumplir los procesos de cogeneración y se regula esta actividad. Bogotá, D.C., 2010.
- [23] COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Resolución 024. (13, marzo, 2015). Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN) y se dictan otras disposiciones. Bogotá, D.C., 2015.
- [24] COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Resolución 071. (03, octubre, 2006). Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía. Bogotá, D.C., 2006.
- [25] COLOMBIA. Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Resolución 098. (02, julio, 2014). Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución de carácter general, "Por la cual se regula la Respuesta de la Demanda para el mercado diario en condiciones de escasez". Bogotá, D.C., 2014.
- [26] COLOMBIA. CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 142. (11, julio, 1994). Por la

- cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 1994. No. 41433.
- [27] COLOMBIA. CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 143. (11, julio, 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. Bogotá, D.C., 1994. No. 41434.
- [28] COLOMBIA. CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 164. (27, octubre, 1994). 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. Bogotá, D.C., 1994. No. 41575.
- [29] COLOMBIA. CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 1665. (16, julio, 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. Bogotá, D.C., 2013.
- [30] COLOMBIA. CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 1715. (13, mayo, 2014). Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2014. No. 49150.
- [31] COLOMBIA. CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 697. (03, octubre, 2001). Mediante 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. Bogotá, D.C., 2001. No. 44573.
- [32] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 1623. (11, agosto, 2015). Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2015. No. 49601.
- [33] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 2469. (02, diciembre, 2014). Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda. Bogotá, D.C.,

- 2014.
- [34] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 2492. (03, diciembre, 2014). Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2014. No. 49353.
- [35] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 18-0919. (02, junio, 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. Bogotá, D.C., 2010. No. 47728.
- [36] COLOMBIA. MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. Ley 99 de 1993. (22, diciembre, 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. Bogotá, D.C., 1993. No. 41146.
- [37] COLOMBIA. PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Decreto 1073. (26, mayo, 2015). "Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía". Bogotá, D.C., 2015.
- [38] COLOMBIA. PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Decreto 2143. (04, noviembre, 2015). Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2015. No. 49686.
- [39] COLOMBIA. PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Decreto 348. (01, marzo, 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. Bogotá, D.C., 2015.

- [40] COLOMBIA. PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Decreto 3683. (19, diciembre, 2003). Por el cual se reglamenta la Ley 697 de 2001 y se crea una Comisión Intersectorial. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2003. No. 45409.
- [41] COLOMBIA. Unidad de Planeación Minero Energética UPME. Resolución 281. (05, junio, 2015). Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala. Bogotá, D.C., 2015.
- [42] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. (www.creg.gov.co).
- [43] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Cargo por confiabilidad una visión de largo plazo. Bogotá, 2006.
- [44] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Presentación El Mercado Eléctrico Colombiano. Bogotá, 2010, p 4.
- [45] Couture T., Gagnon Y. (2010). An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. Energy Policy 38: 955-965.
- [46] De Quinto, Javier y Watt. On The Optimal Regulation of Oligopolistic Industries, Fundación de Estudios de Regulación, 1998.
- [47] De Quinto, Javier. Revisión del Marco Regulador de las Actividades de la Red Eléctrica en España, Granada, Comares, 2001.
- [48] Eliana Mejía, Lorena Rayo, Javier Méndez and Julián Echeverri, Geothermal development in Colombia, ISAGEN S.A. ESP., Medellín, 2014.
- [49] EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. Experiencia en el desarrollo de proyectos de energía eólica parque eólico Jepirachi. Medellín, 2008.
- [50] Gaseta del congreso, Secretaria General del Senado Republica de Colombia, <http://www.secretariasenado.gov.co/index.php/gaceta-del-congreso>
- [51] Huertas L., Pinilla A. Predicción de rendimiento de parques eólicos como herramienta de evaluación. Empresas Públicas de Medellín, Universidad de los Andes. Bogotá, 2007.
- [52] IEA-IRENA, Joint policies and measures database, disponibles en: (<http://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/>).
- [53] International Energy Agency IEA, Sankey diagrams, disponibles en: (<http://www.iea.org/sankey/>).
- [54] IRENA, Energías renovables en América Latina 2015: Sumario de políticas, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2015.

- [55] IRENA, Renewable energy policy brief: Brazil, Abu Dhabi, United Arab Emirates, June 2015.
- [56] IRENA, Renewable energy prospects: Germany, Abu Dhabi, United Arab Emirates, November 2015.
- [57] Laffont, Jean Jacques and Jean Tirole. A Theory of Incentives In Procurement and Regulation, The MIT Press, 1993.
- [58] MacKay David JC. Sustainable Energy — without the hot air. UIT, Cambridge, England, 2009.
- [59] Palomo García. Nohora, Autoridades regulatorias: la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-, Regulación eléctrica estudio jurídico, Universidad Externado de Colombia. Bogotá, 2003, p15-38.
- [60] REN21, Global status report on local renewable energy policies, Paris, France, 2011.
- [61] REN21, Renewables 2015 global status report. 2015, p10.
- [62] REN21, Renewables 2016 global status report. 2016.
- [63] Sistema de Información Minero Energético Colombiano (SIMEC), <http://www.simec.gov.co/>
- [64] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA UPME, Taller: Financiación para el desarrollo geotérmico en los Andes Colombia, Bogotá, Colombia, Septiembre 22 de 2015.
- [65] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA UPME. Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Bogotá, 2015.
- [66] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA UPME. Plan de expansión de referencia generación – transmisión 2015 – 2029. Bogotá, 2015.
- [67] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA UPME. Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia. Bogotá, Revisión Junio de 2016.
- [68] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA UPME. Proyecciones de precios de los energéticos para generación eléctrica enero 2014 – diciembre 2037. http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/precios_combustibles/Termicas_Marzo_2014.pdf
- [69] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA UPME. Una visión del

mercado eléctrico colombiano. Bogotá, 2004.

- [70] Unidad de Planeación Minero Energética, <http://www1.upme.gov.co/>
- [71] World Energy Council (2013). World Energy Resources 2013 Survey.
- [72] XM (2016a). Capacidad Efectiva por tipo de Generadores <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>
- [73] ZERO. Energyon (2014). Normativa de Medición neta (net-metering, balance neto) en México. Disponible en: <http://generaenergiasolarzeroenergyon.blogspot.com/2014/09/normativa-de-medicion-neta-net-metering.html>